

**UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID**

**ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR**

**INGENIERÍA INDUSTRIAL**



**DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA**

**PROYECTO FIN DE CARRERA**

**DISEÑO DE UN SEGUIDOR SOLAR**

Autor: Óscar García Cacho  
Tutora: Dra. Carolina Álvarez Caldas

Diciembre del 2009

## **Agradecimientos:**

Quiero dar mis agradecimientos a:

mi tutora, Carolina Álvarez Caldas, por orientarme en las ideas que se me ocurrían para la realización del proyecto fin de carrera (PFC),

mis profesores y compañeros de la Universidad Carlos III de Madrid (UC3M), por la formación recibida, tanto en el ámbito ingenieril, como en el personal,

mis padres, Justo y Cristina, por la educación recibida, de hecho, de no ser por ellos, muy probablemente, no podría ni haber comenzado esta carrera universitaria,

mi hermana, Susana, el resto de mi familia y mis amigos por mi formación personal y su influencia en mi carácter,

mis compañeros en Cumeva Solar, empresa en la realicé mis practicas académicas, por la formación profesional e ingenieril recibida,

En los momentos de crisis, sólo la imaginación es más importante que el conocimiento.

Albert Einstein

<b>1 .- Notaciones .....</b>	<b>5</b>
<b>2 .- Introducción .....</b>	<b>9</b>
<b>3 .- Objetivos del PFC .....</b>	<b>16</b>
<b>4 .- Estado de la tecnología. Energía solar fotovoltaica .....</b>	<b>17</b>
4.1 .- Irradiación y comportamiento del sol en la península .....	19
4.2 .- Tamaño de la planta fotovoltaica .....	21
4.3 .- Módulo fotovoltaico .....	22
4.4 .- Inversor fotovoltaico .....	27
4.5 .- Seguidores solares .....	29
<b>5 .- Cálculo de la estructura del seguidor solar .....</b>	<b>32</b>
5.1 .- Mercado CE de máquinas y otras normativas aplicables .....	32
5.2 .- Geometría del seguidor solar .....	33
5.3 .- Cargas aplicadas a la estructura .....	39
5.4 .- Resultados obtenidos por ANSYS y modificaciones respecto al diseño inicial .....	48
5.5 .- Dimensionamiento de actuadores y otros elementos .....	57
5.6 .- Cimentación y puesta a tierra .....	58
5.7 .- Protección contra la corrosión .....	60
5.8 .- Mantenimiento .....	61

<b>6 .- Viabilidad económica del proyecto .....</b>	<b>63</b>
<b>7 .- Conclusiones .....</b>	<b>65</b>
<b>8 .- Futuros trabajos.....</b>	<b>66</b>
<b>9 .- Bibliografía .....</b>	<b>68</b>
<b>Anexo I .- Cálculo de las posiciones solares .....</b>	<b>70</b>
<b>Anexo II .- Elección de módulo fotovoltaico .....</b>	<b>74</b>
<b>Anexo III .- Elección de inversor fotovoltaico .....</b>	<b>86</b>
<b>Anexo IV .- Catálogos de seguidores solares .....</b>	<b>99</b>
<b>Anexo V .- Datos de irradiación en la península ibérica .....</b>	<b>104</b>



## 1.- Notaciones

1xa	Energía vertida por un seguidor solar de 1 eje vertical con módulos en inclinación óptima
1xh	Energía eléctrica vertida por un seguidor solar de 1 eje orientado Norte - Sur y horizontal
1xp	Energía eléctrica vertida con un seguidor solar de 1 eje orientado Norte - Sur y con inclinación óptima
2x	Energía eléctrica vertida a red con un seguidor de 2 ejes
A	Irradiancia mega global solar sobre una superficie con seguimiento a dos ejes medida en W/m <sup>2</sup>
ACS	Agua Caliente Sanitaria
Ad	Irradiancia difusa solar sobre una superficie con seguimiento a dos ejes, medida en W/m <sup>2</sup>
AO	Adelanto horario Oficial, dependiente de las leyes de cada país
ASIF	Asociación de la Industria Fotovoltaica
CO <sub>2</sub>	Dióxido de carbono
CTE	Código Técnico de la Edificación
$C_{I_{SC}-T}$	Coefficiente de corrección de la corriente de cortocircuito en función de la temperatura
$C_{I_{SC}-I}$	Coefficiente de corrección de la corriente de cortocircuito en función de la irradiación
$C_{P_{módulo}-I}$	Coefficiente de variación de la potencia pico del módulo fotovoltaico en función de la irradiación
$C_{P_{módulo}-T}$	Coefficiente de variación de la potencia pico del módulo fotovoltaico en función de la temperatura
$C_{V_{OC}-I}$	Coefficiente de variación de voltaje en circuito abierto del módulo en condiciones STC y NTC en función de la irradiación
$C_{V_{OC}-T}$	Coefficiente de la variación de tensión en circuito abierto del módulo fotovoltaico en función de la temperatura
D	Día del año, valores entre 1 y 365 días
DB SE-AE	Documento Básico de Seguridad Estructural – Acciones en la Edificación. Perteneciente al CTE
$E$	Módulo de elasticidad
EEUU	Estados Unidos de América
Ed	Promedio diario de producción de energía eléctrica
Em	Promedio mensual de producción de energía eléctrica
EPIA	European Photovoltaic Industry Association
$E_t$	Ecuación del tiempo, medido en horas
EU	Unión Europea
Gd(0)	Media anual de la irradiancia diaria sobre una superficie horizontal
Hd	Promedio diario de irradiación solar incidente por cada metro cuadrado de

	superficie
HIT	Tecnología de células fotovoltaicas <i>Heterojunction with Intrinsic Thin Layer</i> , son las formadas por obleas monocristalinas cubiertas con capas finas de silicio amorfo
Hm	Promedio mensual de irradiación solar incidente por cada metro cuadrado de superficie
$I$	Intensidad eléctrica que circula por el conductor
Imax	Valor de intensidad que no debe ser superado para no dañar el inversor fotovoltaico
IP	Índice de protección de un aparato frente a la entrada de elementos peligrosos (primera cifra) y a partículas de agua (segunda cifra). La protección mínima exigida para su uso en exteriores es de IP43
Isc	Corriente de cortocircuito de un módulo fotovoltaico
ISS	International Space Station, es decir, estación espacial internacional
L	Parámetro característico del tipo de entorno
NBE	Norma Básica de la Edificación
NOTC	Condiciones de medida con una irradiación de $800\text{W/m}^2$ y una distribución espectral AM 1,5G
ONU	Organización de las Naciones Unidas
$P_{cc,max}$	Potencia máxima de corriente continua a la entrada del inversor
$P_{g.m.}$	Presión debida al peso de los módulos sobre las vigas que los soportan
$P_{perdida}$	Potencia eléctrica perdida en los conductores eléctricos
PFC	Proyecto Fin de Carrera
PR	<i>Performance ratio</i> o rendimiento global de una planta fotovoltaica expresado en $\text{kWh/kW}_{pico}$
PYME	Pequeña y Mediana Empresa
$R_{conductor}$	Resistencia eléctrica del conductor
R.D.	Real Decreto
$S$	Superficie del módulo en proyección horizontal
SFCR	Sistema Fotovoltaico de Conexión a Red
STC	Condiciones de medida estándar, irradiación de $1000\text{W/m}^2$ , distribución espectral AM 1,5G y temperatura de célula $25^\circ\text{C}$
Td	Temperatura media, medida en $^\circ\text{C}$
$T^a_{max mpp}$	Temperatura máxima a la que puede estar sometido el inversor para que trabaje en el punto de máxima potencia
TONC	Temperatura de Operación Nominal de la Célula a una irradiación de $800\text{W/m}^2$ , una temperatura ambiente de $20^\circ\text{C}$ y una velocidad del viento de $1\text{m/s}$
TSV	Tiempo Solar Verdadero
UC3M	Universidad Carlos III de Madrid
$V_{cc,max}$	Tensión máxima soportada por el inversor
Vin	Valores de tensión entre los que se deben encontrar los módulos fotovoltaicos colocados en serie para no dañar el inversor
Vmpp	Rango de tensión en el que se deben encontrar los módulos fotovoltaicos colocados en serie para que este trabaje en el punto de máxima potencia
Voc	Voltaje en circuito abierto de un módulo fotovoltaico
Z	Parámetro característico del tipo de entorno

$c_e$	Coefficiente de exposición. Aplicable a cargas de viento según CTE
$c_p$	Coefficiente de presión. Aplicable a cargas de viento según CTE
$c_1$	Coefficiente eólico de presión a barlovento según NBE-AE-88
$c_2$	Coefficiente eólico de presión sotavento según NBE-AE-88
est	Energía eléctrica vertida por una superficie de módulos estática orientada e inclinada óptimamente
k	Parámetro característico del tipo de entorno
$l$	Longitud del conductor
$p = c \cdot w$	
$p_n$	Carga de nieve lineal en el borde de los módulos
$p_{n.p.}$	Carga de nieve puntual en el borde de las vigas que soportan los módulos
$q_b$	Valor básico de la presión dinámica del viento. Aplicable a cargas de viento según CTE
$q_e$	Presión estática del viento. Aplicable a cargas de viento según CTE
$q_{e.p.}$	Resultante de la presión estática del viento en cada viga
$q_n$	Carga de nieve por unidad de superficie en proyección horizontal
$q_{n.l.}$	Carga de nieve por unidad de longitud de viga
$s$	Sección del conductor
$s_k$	Valor característico de la carga de nieve sobre un terreno horizontal
$v_b$	Valor básico de la velocidad del viento
$w$	Presión dinámica del viento según la norma NBE-AE-88
$z$	Altura sobre el terreno
$\Delta H_m$	Diferencia de producción eléctrica en función de la localización
$\Delta E_m$	Diferencia de irradiación en función de la localización
$\Phi$	Latitud geográfica
$\alpha$	Altura solar. Utilizado para definir la posición del sol
$\gamma$	Coefficiente de seguridad para el acero estructural
$\delta$	Declinación medida en grados
$\delta$	Densidad del aire
$\lambda$	Longitud geográfica
$\mu$	Coefficiente de forma para el cálculo de la carga de nieve sobre la estructura
$\nu$	Coefficiente de Poisson del acero estructural
$\rho$	Resistividad del conductor
$\rho_a$	Densidad del acero estructural
$\sigma_{lim}$	Tensión límite del acero estructural
$\sigma_{max}$	Tensión máxima

$\sigma_u$	Tensión de rotura del acero estructural
$\sigma_y$	Tensión de límite elástico del acero estructural
$\varphi$	Grado de bloqueo bajo una marquesina. Es la proporción de área debajo de la marquesina que bloquea el paso del aire. Tomando valores entre 0 y 1
$\psi$	Ángulo acimutal. Utilizado para definir la posición del sol
$\omega$	Ángulo horario medido en grados

## 2.- Introducción

En la actualidad existe una creciente preocupación por el uso de energías cuyas fuentes son agotables y cuya transformación contamina el medio ambiente, principalmente por la producción de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) y otros contaminantes más peligrosos aunque en menores concentraciones. La emisión de dichos elementos tiene consecuencias tan importantes como el efecto invernadero, responsable de acelerar el cambio climático, o las lluvias ácidas, que afectan erosionando grandes ecosistemas.

En 1997 se desarrolló el protocolo de Kioto de la Convención Marco sobre Cambio Climático de la Organización de las Naciones Unidas (ONU), por el cual, muchos de los gobiernos de las naciones desarrolladas acordaron reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero, principalmente el CO<sub>2</sub>. Este fue el punto de partida de un gran número de proyectos que intentarían mejorar la eficiencia de los sistemas consumidores y productores de energía, así como el desarrollo de nuevas formas de producción de energía eléctrica cuyo funcionamiento no implicase la emisión de grandes cantidades de CO<sub>2</sub> a la atmósfera.

Las emisiones de efecto invernadero en los países desarrollados, es producida aproximadamente en un tercio por el sector industrial, otro tercio por el transporte y otro tercio por la producción de energía eléctrica.

La mayoría de países industrializados han conseguido reducir sus emisiones de CO<sub>2</sub> debido principalmente a la mejora de la eficiencia de los procesos productivos y del desplazamiento de las fábricas más contaminantes a países menos desarrollados. Evidentemente, esta última acción no hace más que trasladar el problema, no solucionarlo.

En el transporte se proponen soluciones como promover el uso del transporte público, la mejora en la eficiencia, por ejemplo, en los motores de vehículos o en los propulsores de los aviones, e incluso se están realizando numerosos estudios para la sustitución del combustible fósil por el hidrógeno o la electricidad; en la actualidad, los fabricantes están introduciendo en el mercado los vehículos híbridos, que reducen un pequeño porcentaje de consumo de combustible del motor de combustión, gracias al uso de un segundo motor eléctrico en ciertas ocasiones.

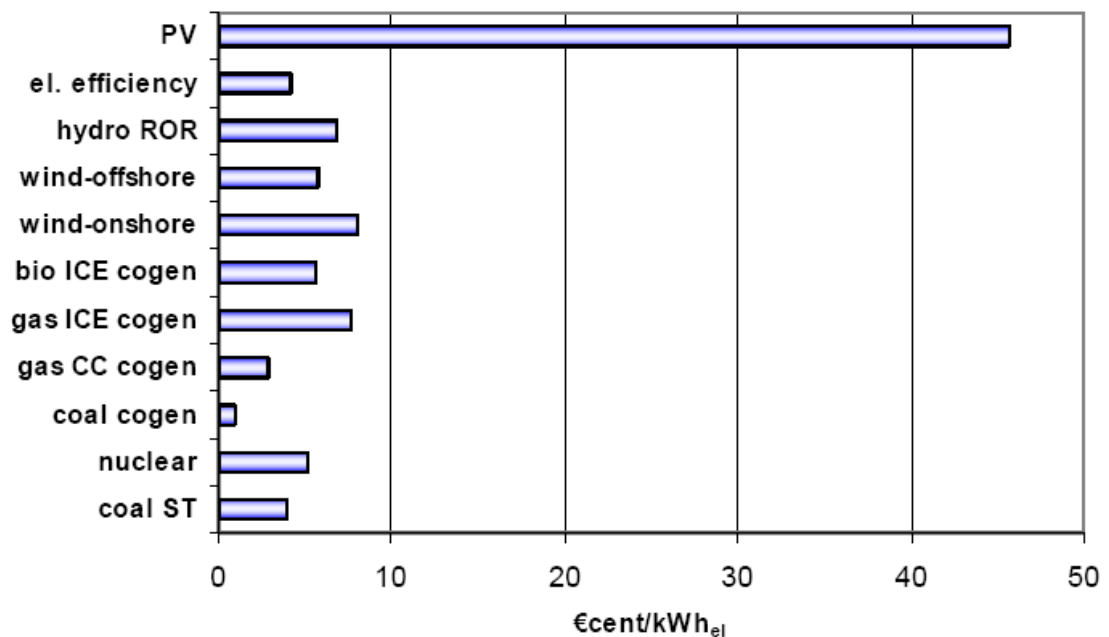
En la generación de energía eléctrica, a primera vista, la energía nuclear de fisión parece una solución razonable a la minimización de la producción de CO<sub>2</sub>, puesto que en comparación con las centrales de carbón y las centrales térmicas que utilizan hidrocarburos como combustible, sólo se producen cantidades de este contaminante en la obtención del combustible y en la construcción de la central, y por lo tanto se reduce, en grandes cantidades, las toneladas de CO<sub>2</sub> por kWh de energía producida.

Las primeras centrales nucleares de producción de energía eléctrica surgieron poco después de la segunda guerra mundial y fue en la crisis del petróleo de 1973 cuando más crecimiento tuvo esta industria. Sin embargo, la energía nuclear ha tenido accidentes con consecuencias desastrosas en el pasado, como es el caso de Chernóbil en 1986, que producen el rechazo de gran parte de la sociedad a la construcción de nuevas centrales nucleares, pese a que en la actualidad, la industria asegura que es improbable que se vuelvan a repetir accidentes como el nombrado. Sin embargo, según muchos científicos e ingenieros, el gran problema medioambiental al que se enfrenta la

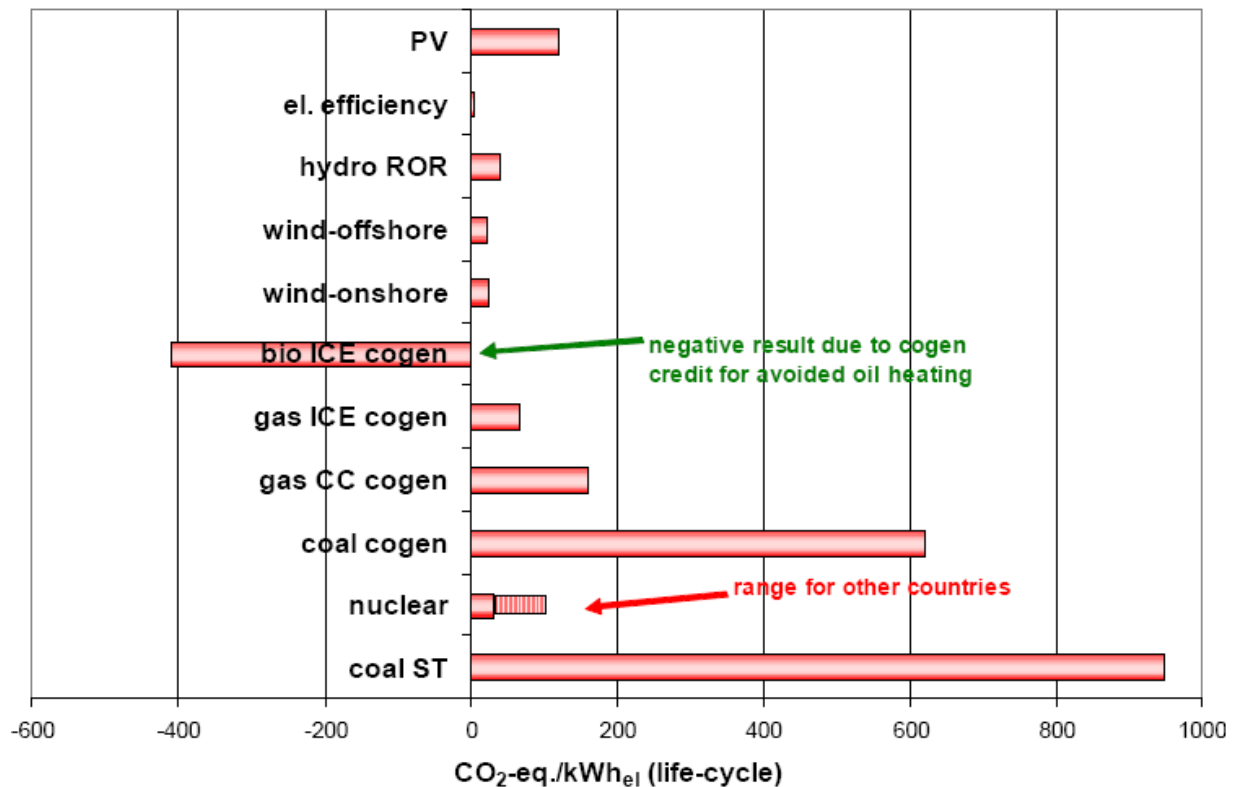
energía eléctrica de origen nuclear, es que todavía no dispone de una solución probada para eliminar a corto plazo los peligros que implican los residuos nucleares. Este es el principal motivo por el cual el desarrollo de nuevas centrales nucleares es escaso.

Por no producir residuos peligrosos y por producir CO<sub>2</sub> únicamente en el momento de su construcción, las energías renovables se encuentran en pleno desarrollo con el objetivo de producir energía no contaminante aprovechando al máximo los recursos naturales. Dos de las tecnologías que actualmente tienen una mayor implantación y un mayor desarrollo, por sus perspectivas de buena rentabilidad futura, son la energía eólica y la energía solar.

La energía eólica y la energía solar térmica de baja temperatura, utilizada para el apoyo de calentamiento del agua caliente sanitaria (ACS), han demostrado que pueden competir en rentabilidad económica frente a otras tecnologías más contaminantes y que realizan la misma función. La energía eléctrica de origen eólico es en la actualidad una de las más baratas, aunque ha necesitado un largo periodo de ayudas económicas para su desarrollo y mejora de su eficiencia. Sin embargo la tecnología solar fotovoltaica y la térmica de concentración todavía necesitan de estas ayudas para tener rentabilidades y eficiencias que les permitan competir con el resto de tecnologías.



**Figura 2.1. Comparación del coste de la energía eléctrica producida por diferentes tecnologías en Alemania [ÖKO INSTITUT, 2006].**



**Figura 2.2.** Comparación de la cantidad de CO<sub>2</sub>, equivalente a los gases de efecto invernadero, producida por diferentes tecnologías de producción de electricidad en Alemania [ÖKO INSTITUT, 2006].

En la Figura 2.1 se aprecia una comparación de costes específicos de la energía eléctrica generada por diversas tecnologías en Alemania. En orden, estas tecnologías son, fotovoltaica, eficiencia eléctrica, hidroeléctrica, eólica marina, eólica terrestre, cogeneración mediante motor de combustión interna de biomasa, cogeneración mediante motor de combustión interna de gas natural, cogeneración mediante central de ciclo combinado, cogeneración con termoeléctrica de carbón, nuclear, y por último, termoeléctrica de carbón estándar.

De la Figura 2.1 se puede destacar que la fotovoltaica supera en mucho en costes a las demás tecnologías, aunque hay que tener en cuenta que en Alemania hay una irradiación solar máxima en ángulo óptimo del entorno a los 3370 Wh/m<sup>2</sup> anuales, mientras que en España esta cifra es de unos 5500 Wh/m<sup>2</sup>, esto quiere decir que en España, aproximadamente, se produce un 63% más de energía con igual superficie receptora, que sería equivalente a un 39% menos de costes específicos y de CO<sub>2</sub> equivalente.

La tecnología fotovoltaica tiene a su favor que todavía no está lo suficientemente desarrollada como para compararse con otras tecnologías usadas desde hace mucho tiempo. La cantidad de avances en mayores eficiencias y en disminuciones de costes en los últimos años, permiten predecir, que en un futuro no estará tan distanciada.

De la Figura 2.2, se puede destacar que esta tecnología supone una menor emisión de contaminantes respecto a todas las no renovables y que se encuentra muy cerca de las emisiones del resto de renovables. En esta figura también habría que recordar que en España la tecnología



fotovoltaica emitiría aproximadamente un 39% menos de gases de efecto invernadero que en Alemania.

Respecto al resto de las tecnologías, merece la pena comentar que la eólica parece ser rentable y poco contaminante en la actualidad, también que la generación por biomasa destaca por ser la menos contaminante. Las emisiones de CO<sub>2</sub> de esta última tecnología se consideran negativas debido al efecto del calor residual aprovechado y por lo tanto evitando la producción de CO<sub>2</sub> por otros medios para este uso, este hecho se suma a que se tiene en cuenta que la producción de CO<sub>2</sub> es neutral por utilizar biomasa.

El importante desarrollo de las principales energías renovables en España, durante los últimos años, ha tenido como consecuencias el crecimiento de pequeñas y medianas empresas (PyMEs) y la importante formación de personal en tecnologías pioneras o escasamente desarrolladas fuera del país.

Por otro lado, la implantación de otros métodos de producción de energía que se basan en tecnologías y combustibles de los que no se dispone con tanta abundancia o calidad en España, como puede ser el carbón y los combustibles derivados del petróleo, supone una estrategia energética de suministro dependiente de otras naciones. Un caso reciente del riesgo que supone esta dependencia es el corte de suministro de gas ruso a Europa en el invierno del 2008/2009 perjudicando principalmente a la calefacción de miles de hogares y a la producción de electricidad de algunas centrales eléctricas [AGENCIAS, 2009], otro caso reciente y cada vez más común es el de la inestabilidad en el suministro de petróleo por parte de los principales países productores, como Venezuela o Irak, con la consecuente escalada de precios en los carburantes [ELPAIS.ES, 2004].

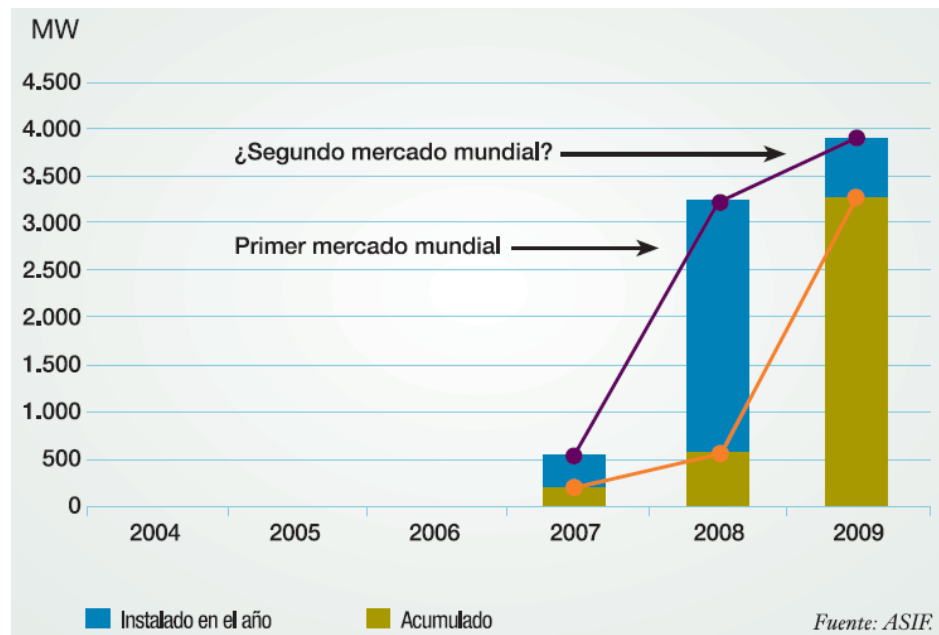


**Figura 2.3. Planta de estructuras fijas de producción de electricidad mediante módulos fotovoltaicos.**



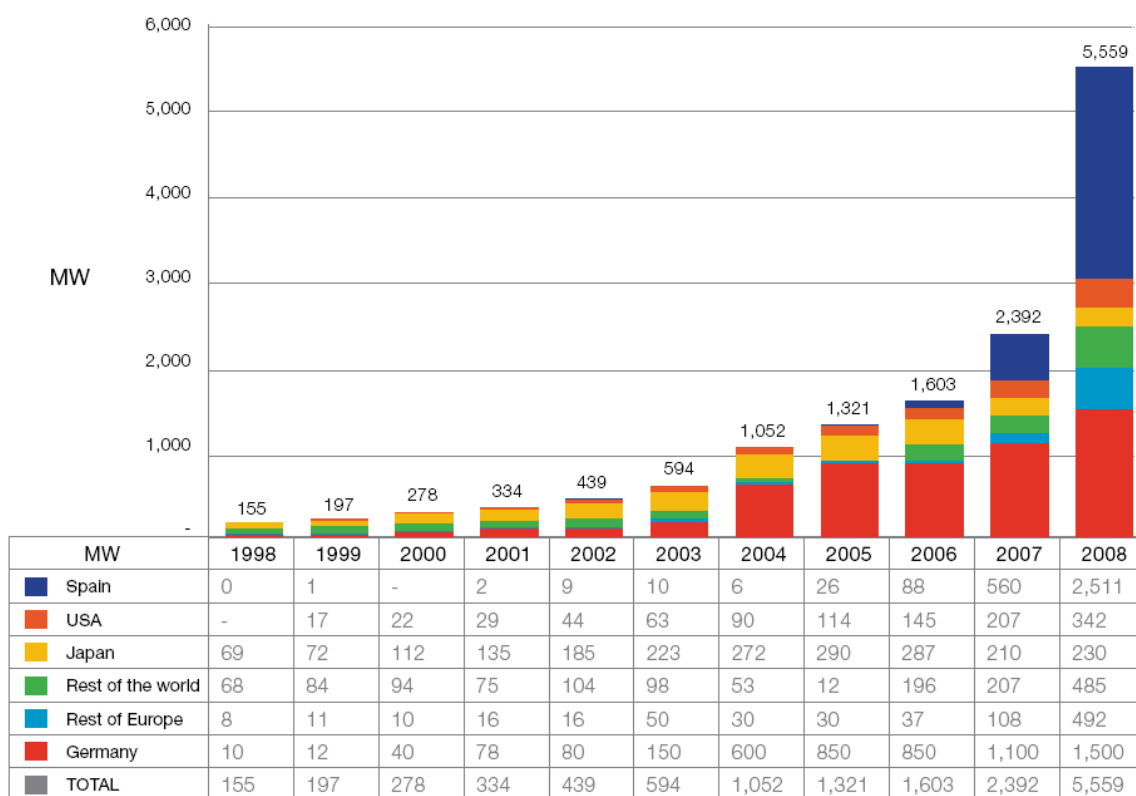
Este Proyecto Fin de Carrera (PFC) trata de hacer su pequeña aportación en el incremento de la rentabilidad económica de las energías renovables para que puedan competir contra el resto de tecnologías, reduciendo la necesidad de la ayuda económica de los organismos públicos. Las energías renovables que necesitan mejorar su tecnología son muchas, este PFC centra sus esfuerzos en mejorar la eficiencia y el beneficio económico de las centrales de producción de energía eléctrica a partir de la energía solar fotovoltaica, como es el caso de la Figura 2.3.

En España, esta tecnología ha experimentado un fuerte crecimiento en los últimos años debido principalmente por el aumento de experiencia en el sector y el abaratamiento de los módulos sumado a la estabilidad de la prima económica percibida. En la Figura 2.4 se observa dicho crecimiento en 2008 que permitió a España consolidarse como el primer mercado mundial. Sin embargo, en 2009 la potencia instalada ha sufrido un fuerte ajuste, esto es debido a que el nuevo Real Decreto (R.D.) 1578/2008 ha impuesto unos cupos de potencia que si son superados, no perciben prima económica.



**Figura 2.4. Ajuste del mercado solar español [ASIF, 2009].**

En la Figura 2.5 se observa como el crecimiento del mercado experimentado en España en 2008, fue mucho mayor que en el resto de regiones del mundo. Merece la pena destacar que los principales mercados son España, Alemania, Japón y Estados Unidos de América (EEUU), aunque más de 2/3 del mercado mundial pertenece a Europa, más concretamente a la Unión Europea (EU).



**Figura 2.5. Gráfico del crecimiento anual del mercado fotovoltaico por regiones del mundo [EPIA, 2009].**

Una de las principales ventajas de las centrales fotovoltaicas es que la eficiencia del conjunto apenas se encuentra afectada por el tamaño de la instalación, es por esto que se puede producir energía eléctrica cerca de los puntos de consumo. De este modo se consigue reducir los costes de la red de transporte y las pérdidas que conlleva tener el punto de generación lejos del de consumo. Esta cualidad también permite que se utilicen superficies como tejados, paredes o marquesinas de aparcamiento que normalmente se encuentran desaprovechadas y darles un uso de abastecimiento energético al edificio al que pertenecen.

En el lado opuesto, uno de los principales inconvenientes de la energía fotovoltaica es que los módulos fotovoltaicos que se encuentran en el mercado son muy caros y tienen unas eficiencias muy bajas. El parámetro de la eficiencia indica la cantidad de energía producida a la salida del módulo respecto a la energía recibida por irradiación solar sobre su superficie, en unas condiciones de medición estándar. Actualmente, la mayoría de módulos del mercado tienen eficiencias entre el 11% y el 16% los modelos de silicio policristalino y monocristalino y entre el 6% y el 9% los de silicio amorfo. Con estas eficiencias se desaprovecha gran parte de la energía recibida y para producir la misma energía que una central nuclear, u otra de gran potencia, se necesitan terrenos mucho más grandes en extensión. Sin embargo, durante la realización del proyecto, se ha detectado en el mercado unos nuevos módulos con una tecnología que permite alcanzar mejores eficiencias, superiores al 19% que introducen otras mejoras de propiedades que sirven para alcanzar mayores producciones de electricidad en las mismas condiciones que el resto de módulos. Si la tendencia en la investigación sigue siendo la del incremento de eficiencias manteniendo los costes de fabricación, se podrá conseguir un mayor aprovechamiento de la radiación solar y por lo tanto será más respetuosa con el medio ambiente y más rentable económicamente.

Además de los módulos fotovoltaicos, el resto de elementos eléctricos de la instalación están diseñados de forma óptima para que se produzca la menor cantidad de pérdidas por transporte y transformación de energía eléctrica. Por este motivo, se calcula la sección óptima de los conductores y se utilizan los últimos modelos de inversores eléctricos, que son los encargados de transformar la energía eléctrica continua producida por los módulos, en energía eléctrica alterna para su distribución en la red. Los rendimientos conseguidos por estos sistemas son próximos al 100% para potencias eléctricas cercanas a las nominales.



**Figura 2.6. Seguidor solar de la empresa Cumeva Solar.**

Por otro lado las estructuras que soportan los módulos aumentan la ineficiencia global del sistema si son de orientación fija, puesto que desaprovechan la mayor parte de la energía recibida por no situar los módulos en perpendicular a los rayos incidentes. Se puede reducir dicha ineficiencia si las estructuras realizan el seguimiento, estas últimas estructuras son comúnmente conocidas como seguidores solares y un modelo de los múltiples existentes en el mercado se puede observar en la Figura 2.6. Los seguidores solares son caros y en un futuro sin ayudas económicas públicas sólo serían rentables con el desarrollo de nuevos módulos fotovoltaicos de mayor eficiencia, que redujesen su coste específico, al aumentar la energía producida por cada seguidor.

El PFC tendrá en cuenta todos los aspectos de una central eléctrica de este tipo para desarrollar un seguidor solar y el resto de la instalación asociada al mismo, logrando el mayor beneficio económico posible, e intentando conseguir la mayor eficiencia global posible.

### 3.- Objetivos del PFC

El objetivo principal de este proyecto es la mejora de la eficiencia energética de las plantas de producción de energía fotovoltaica mediante el diseño y optimización de un seguidor solar. Para ello es fundamental:

- Diseñarlo teniendo en cuenta los conocimientos existentes del comportamiento del sol y de la radiación recibida, así como de los instrumentos encargados de convertir y transportar la energía en la planta.
- Conseguir el mayor ratio de beneficio económico de la máquina a diseñar, para que esta tecnología de producción eléctrica pueda competir libremente con otras de uso actual.
- Conseguir una máquina robusta, autónoma y con poca necesidad de mantenimiento, puesto que estas plantas se encuentran sometidas a las acciones de los agentes externos, lluvia, nieve, viento, etc.

Para conseguir estos objetivos, el PFC empieza analizando los conocimientos generales de los campos fotovoltaicos en el capítulo 4, a continuación se estudia la estructura y los actuadores del seguidor fotovoltaico en el capítulo 5 y se termina analizando su viabilidad económica en el capítulo 6. Con los resultados obtenidos en los capítulos anteriores, se procede a un análisis de los mismos y a la obtención de unas conclusiones en el capítulo 7.

En el proyecto se intenta dar una gran importancia a la utilidad final de la máquina diseñada. Tanto es así que durante el desarrollo del proyecto se observó que se había introducido un nuevo tipo de módulo fotovoltaico en el mercado y que, como se analiza en el anexo correspondiente, tiene las mejores características en comparación con el resto de módulos. Por esta razón se decidió recalcular todos los parámetros y la estructura del seguidor, cambiando los datos del módulo elegido inicialmente por los del nuevo módulo. Aunque este suceso ha retrasado la fecha prevista para la finalización del proyecto, ha permitido tener un resultado más útil de cara a la realización de nuevos proyectos.



#### 4.- Estado de la tecnología. Energía solar fotovoltaica

En sus inicios, la tecnología fotovoltaica ha sido utilizada para la generación de energía en lugares de difícil acceso a la red eléctrica, como puede ser en edificios de montaña o en satélites artificiales en el espacio.



**Figura 4.1. Fotografía de la estación espacial internacional (ISS), con sus paneles fotovoltaicos desplegados [NEMIROFF, 2006].**

Los principales hitos de esta tecnología han sido:

- El descubrimiento de efecto fotovoltaico fue atribuido por primera vez, en 1839, al físico francés Alexandre Edmond Becquerel al experimentar con una pila electrolítica.
- En 1873 Willoughby Smith descubre el efecto fotovoltaico en el selenio y en 1877 W. G. Adams y R. E. Day construyeron la primera célula fotovoltaica de selenio.
- En 1904, Einstein presenta su artículo acerca del efecto fotovoltaico a la vez que el artículo sobre la relatividad, más tarde en 1921 gana el Nobel por el artículo en el que explicaba el efecto fotovoltaico.
- En 1954 los laboratorios Bell desarrollan la primera célula fotovoltaica de silicio. En 1955 Hoffman Electronics comercializa células del 3% de eficiencia para aplicaciones aeroespaciales.
- En 1958 se lanza el primer satélite aeroespacial con células fotovoltaicas.

- Por último, en 1975 la potencia de paneles fotovoltaicos para su uso en tierra supera a la de uso aeroespacial, lo cual indica que el coste de la tecnología empieza a ser asumible para introducirla en el mercado de la energía.

En la actualidad, la tecnología fotovoltaica, se considera madura, pues se sabe mucho sobre su comportamiento a lo largo de su vida útil, aunque esto no impide que se siga investigando con nuevos tipos de células que mejoran las características de sus predecesoras.

En este capítulo, se reúnen los conocimientos necesarios para dimensionar una instalación fotovoltaica:

- cómo obtener la irradiación máxima en el lugar donde se va a situar la central de producción fotovoltaica,
- la máxima potencia eléctrica que se quiere producir,
- elegir el módulo fotovoltaico que se quiere emplear y
- el inversor fotovoltaico.

La irradiancia máxima en el emplazamiento de la central, se puede conocer a partir de datos recogidos por estaciones meteorológicas cercanas junto con cálculos estadísticos. Estos datos se pueden conocer recurriendo directamente a la organización que controla dichas estaciones y también mediante la página Web que pone a disposición la Comisión Europea para fomentar el uso de la radiación solar como fuente de energía [European Communities, 2001-2008].

La máxima potencia eléctrica a producir viene determinada por la cantidad de dinero que se quiere o puede invertir en dichas instalaciones y también por la capacidad de transporte de energía que tenga la línea eléctrica a la que se conecte la planta productora. Este último parámetro no suele ser limitante, puesto que la energía evacuada por una planta fotovoltaica no es muy cuantiosa en comparación con otras centrales de producción de energía eléctrica como las nucleares o la mayoría de las plantas de energía eólica.

El módulo fotovoltaico es el componente de mayor coste de toda la instalación, por esta razón es común que se busque el modelo que produzca más energía y lo más barato posible, para compararlos entre sí, se utiliza el ratio coste/potencia eléctrica pico ( $\text{€/W}_p$ ). Por otro lado se busca la mayor fiabilidad posible puesto que las previsiones de ingresos económicos dependen directamente de la misma. También existen otras muchas características a tener en cuenta, como la eficiencia o la variación de los parámetros fundamentales, potencia, voltaje e intensidad, en función de la temperatura del módulo.

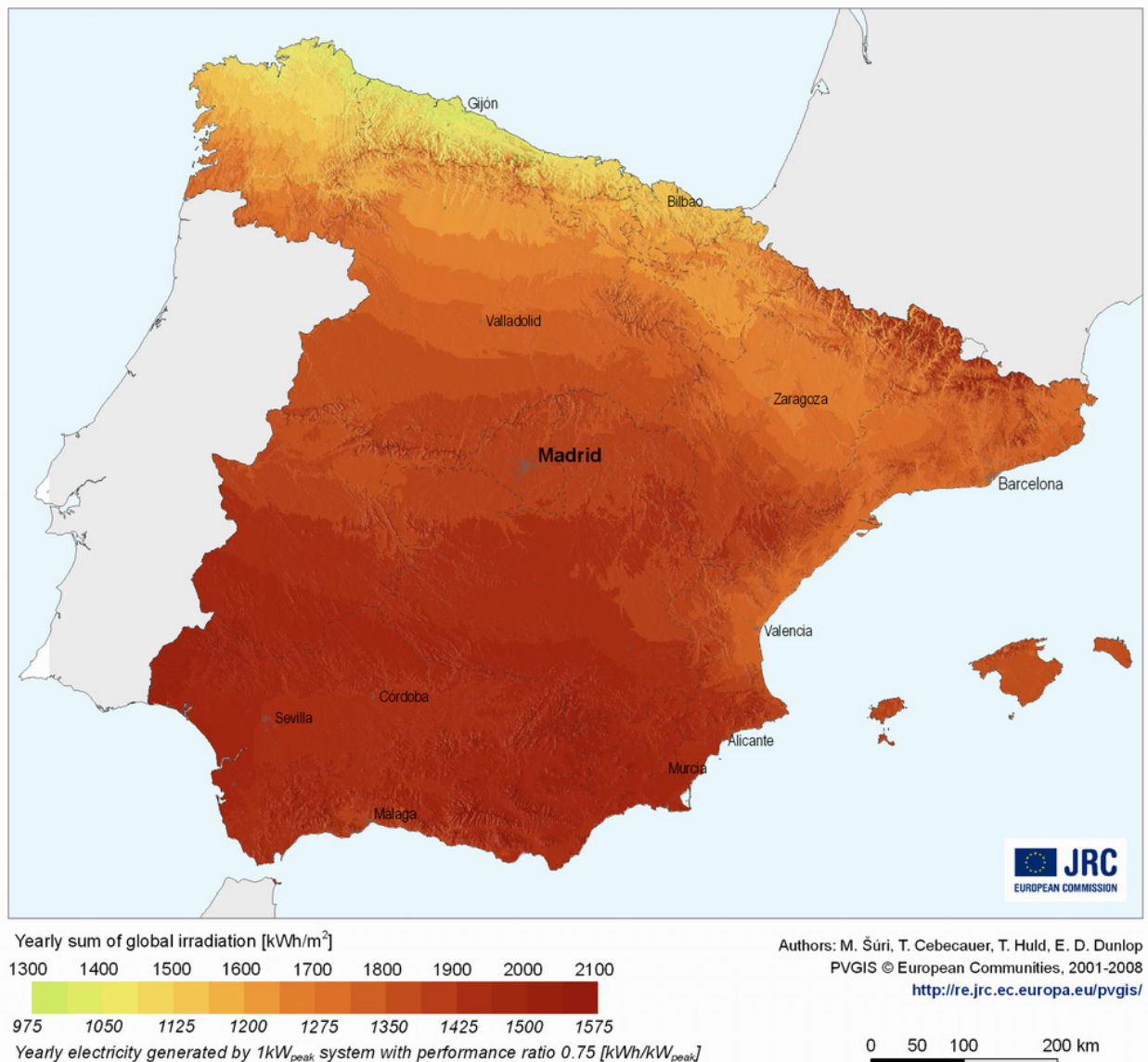
El inversor fotovoltaico, es otro de los componentes más importantes, no tanto por su coste, pues es muy inferior al de los módulos, si no por su robustez y por supuesto de su eficiencia y la dependencia de la misma en función de la temperatura y del punto de trabajo, es decir, de la potencia, el voltaje y la intensidad. Al igual que con los módulos, si un inversor se estropea, se pierde la energía eléctrica que este produciría. Por esta razón se busca la mayor eficiencia posible y la configuración de máquinas que proporcione una mayor robustez al sistema.

#### 4.1.- Irradiación y comportamiento del sol en la península

El flujo radiante es la potencia radiante emitida por una fuente. Aproximadamente, el flujo radiante del Sol es de  $4 \cdot 10^{26}$  W [YÁÑEZ, 2008].

La irradiancia es la cantidad de potencia radiante que recibe una superficie. La irradiancia, debido al flujo radiante del Sol, que llega a la estratosfera es aproximadamente de  $1370 \text{ W/m}^2$ .

Este valor constante puede ser muy útil para instalaciones en el espacio, como es el caso de los satélites artificiales. Sin embargo para instalaciones fotovoltaicas en la capa terrestre, no refleja la realidad de la potencia radiante recibida, esto es debido a que los rayos del sol tienen que atravesar diversas capas de la atmósfera terrestre. Los elementos y partículas que contienen dichas capas reflejan y absorben parte de la irradiación, dejando pasar el resto.



**Figura 4.2.** Mapa de irradiación anual para una superficie óptimamente inclinada en la España peninsular, Ceuta e islas Baleares [European Communities, 2001-2008].

La irradiación es la energía debida a la irradiancia en el paso del tiempo.

La irradiación solar es la fuente de energía de las instalaciones fotovoltaicas. La producción de electricidad de estas instalaciones, dependen, prácticamente, de forma directamente proporcional a la irradiación, si el resto de variables, como la temperatura, se mantienen constantes.

En la Figura 4.2 se muestra un mapa de España coloreado según la irradiación recibida en una superficie fija y óptimamente inclinada. También se indica una estimación de la energía eléctrica que se generaría con un rendimiento global, también conocido como *performance ratio* (PR), de 0,75kWh/kW<sub>pico</sub>.

Al amanecer y anochecer, los rayos solares tienen que atravesar más capa atmosférica y por lo tanto la irradiación también es menor. Como se puede ver en el caso de España, según la Figura 4.2, cuanto más cerca del ecuador se encuentra la localización de la planta fotovoltaica, se recibe más irradiación, esto es debido a que los rayos recorren menos capa atmosférica a lo largo del día.

El razonamiento del párrafo anterior no es extensible a todas las localizaciones, puesto que no es el único factor que proporciona la irradiación. La nubosidad o la contaminación influyen fuertemente, disminuyendo los rayos que llegan a incidir sobre la capa terrestre. Por esta razón, la mayoría de los programas que proporcionan la irradiación solar para cualquier localización suele mezclar los métodos del cálculo teórico según la distancia al ecuador con los valores proporcionados por las estaciones meteorológicas.

Aún con estas pérdidas de irradiación en la atmósfera, la energía recibida en la corteza terrestre, en forma de radiación solar, permitiría una generación de energía más de 10.000 veces superior al consumo mundial actual.

Mediante los módulos fotovoltaicos se consigue convertir la energía incidente en forma de fotones a energía eléctrica de corriente continua.

El seguimiento del sol se realiza para conseguir que la superficie, en la que interesa que incida la radiación, esté el máximo tiempo posible perpendicular a la posición del sol porque de esta forma la radiación total captada es mayor y, por tanto, se producirá más energía eléctrica.

En la Figura 4.4 se observa como deja de incidir parte de los rayos solares cuando el módulo se encuentra inclinado a 45°, mientras que cuando inciden perpendicularmente en a Figura 4.3, la irradiación se aprovecha al máximo.

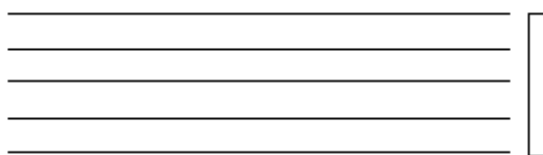


Figura 4.3. Módulo perpendicular.

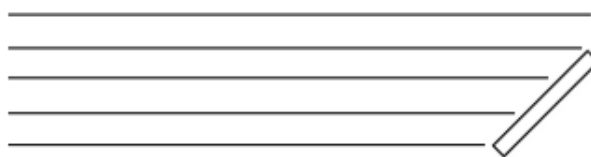


Figura 4.4. Módulo a 45°.



El dato más importante a la hora de analizar si un emplazamiento es viable económicamente, es el de la irradiación solar sobre el mismo. No existe ningún método exacto para prever la irradiación que se recibirá en un futuro, aunque si que existen métodos estadísticos que calculan la irradiación que es más probable recibir. Estos métodos son muy útiles para estimar producciones eléctricas medias mensuales y anuales, para conocer los ingresos económicos a lo largo del tiempo y también para obtener valores de irradiación máxima durante la vida de la planta fotovoltaica, permitiendo dimensionar los componentes eléctricos de la planta.

En el Anexo V se dan tablas con distintos valores de irradiación para diferentes localizaciones y periodos de tiempo. Como se busca un emplazamiento con el que se obtenga el mejor beneficio económico, para el resto del PFC, se tomará como localización de la instalación la que más electricidad produzca de entre las analizadas, esta se encuentra en Ayamonte, en la provincia de Huelva.

El conocimiento de la posición del sol también es muy importante para configurar la geometría del seguidor y sus actuadores, así como para la programación del autómatas y para prevenir las sombras sobre los módulos fotovoltaicos.

De la información sobre la posición del sol expuesta en el Anexo I, destaca el dato de la altura solar máxima de entre todas las fechas y localizaciones analizadas en la península,  $76,2^\circ$ . Este dato está relacionado con la inclinación mínima que debe tener un seguidor a dos ejes para aprovechar el máximo posible la irradiación. De este modo, los módulos deben poder inclinarse desde los  $23,8^\circ$  hasta los  $90^\circ$  respecto a la horizontal.

Por otro lado, el acimut solar con un rango de valores más amplio es el de Santander, con valores límites de  $-123^\circ$  a  $123^\circ$  de desviación respecto del sur. Por lo tanto un seguidor de dos ejes debería ser capaz de abarcar un ángulo de  $216^\circ$  de este a oeste para aprovechar al máximo la irradiación.

#### **4.2.- Tamaño de la planta fotovoltaica**

En las plantas fotovoltaicas se puede aplicar la economía de escala. A mayor tamaño menores costes de producto así como el transporte y la mano de obra empleada se optimiza. Lo más común es que hasta los 2MW de potencia pico instalada, los costes por unidad de potencia instalada disminuyan de forma considerable, a partir de estas cifras las disminuciones son menores.

Para el diseño del actual proyecto se tomará un tamaño de planta de 10MW de potencia, equivalente a 1.000 seguidores de 10KW de potencia, uno de los tamaños más comunes del mercado. Se supone esta potencia total de la instalación, por lograr la mayor economía de escala posible teniendo en cuenta que es la potencia máxima que permite el Real Decreto (R.D.) 1578/2008 para recibir la prima económica por producción de energía eléctrica.

Se puede estimar la extensión de terreno aproximada que se necesita para una planta fotovoltaica de este tipo, utilizando la hoja de características de algún seguidor del mercado. Si se utilizan módulos fotovoltaicos Sun Power 315, que son los elegidos en el Anexo II, y un seguidor Ades 7F22M como el que se expone en el Anexo IV, se tendría:

$$filas = \frac{12,5m}{1,559m} = 8$$

$$columnas = \frac{22m}{1,046m} = 21$$

Cada seguidor tendría 8 filas y 21 columnas de módulos, por lo tanto, en total albergaría  $8 \cdot 21 = 168$  módulos que suponen una potencia por seguidor de  $168 \cdot 315W = 52.920W$ . Una planta de 10MW estaría formada por  $\frac{10.000.000}{52.920} = 189$  seguidores solares.

Según el fabricante, la separación norte-sur ha de ser de 43m y la este-oeste de 46m. Suponiendo que la forma del terreno permite crear una disposición de 9 filas de seguidores en la dirección este-oeste y 21 columnas en la dirección norte-sur.

La extensión de terreno necesaria, sería de  $(43 \cdot 20) \cdot (46 \cdot 8) = 316.480m^2$ , equivalente a unos 43 campos de fútbol. Es decir se tiene una potencia pico de  $\frac{10MW}{31,648hectareas} = 0,32MW/hectarea$

frente a la potencia pico de  $\frac{1.900MW}{1.683hectareas} = 1,13MW/hectarea$  de la central nuclear de

Almaraz [CNAT, 2009]. Es decir, las centrales fotovoltaicas de seguimiento a dos ejes necesitan casi cuatro veces más de terreno para alcanzar la misma potencia pico de una nuclear, con la ventaja de que la fotovoltaica puede distribuirse en diversos terrenos y la nuclear no. En su contra, la fotovoltaica trabaja muy poco tiempo a potencias cercanas a su potencia pico, mientras que la nuclear lo hace durante la mayor parte de su vida útil.

#### 4.3.- Módulo fotovoltaico

El elemento básico de un módulo fotovoltaico es la célula fotovoltaica. El resto de elementos se utilizan para servir de elemento portador, conductor de la energía producida, proteger las células de elementos externos, etc.

El funcionamiento de la célula fotovoltaica, como se muestra en la Figura 4.5, se basa en el hecho de que los fotones de la luz solar chocan contra la célula solar y son absorbidos por un material semiconductor, por ejemplo el silicio.

La energía suministrada por el fotón permite romper la unión de los electrones de valencia, o cargas negativas, de los materiales semiconductores, produciéndose un movimiento de electrones hacia las zonas donde no inciden los fotones. Sin embargo los huecos, o cargas positivas, también se mueven en la misma dirección para mantener la estabilidad, por lo tanto, al no hacerlo en sentidos opuestos, no se crea una corriente eléctrica.

Para producir corriente eléctrica hay que orientar el flujo de huecos y electrones, esto se consigue creando un campo eléctrico en el interior de los materiales semiconductores. Dicho campo eléctrico se consigue mediante la unión de regiones de semiconductor que han sido tratadas con adiciones de elementos, de forma que unas tienen más afinidad a los electrones y otras a los huecos. Estas son las denominadas regiones p y n respectivamente.

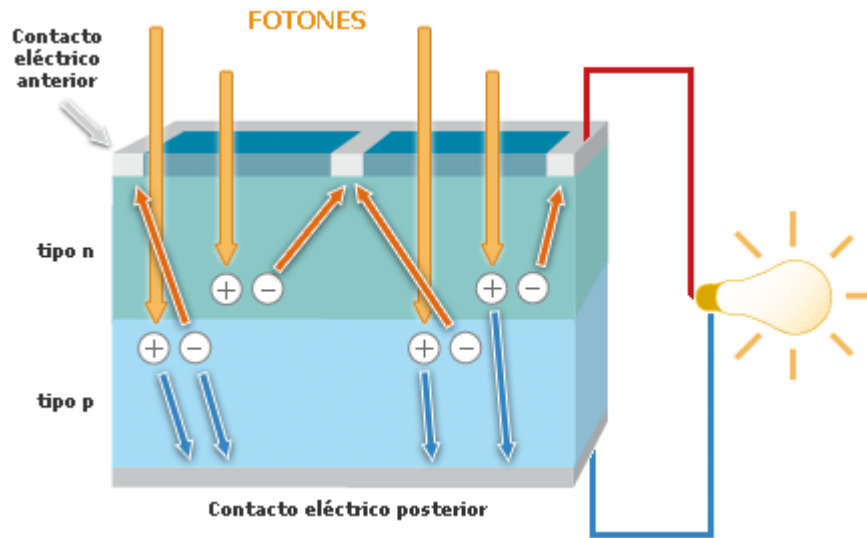


Figura 4.5. Funcionamiento de las células fotovoltaicas.

Si los semiconductores están correctamente colocados y se aplica un potencial a la célula, al incidir los fotones se produce corriente eléctrica.

La corriente eléctrica producida es continua, esta se puede almacenar, consumir directamente o transformarla, mediante inversores eléctricos, en corriente alterna para su consumo directo o su transporte y distribución en otras localizaciones.

En la Figura 4.6 se representa el circuito eléctrico equivalente de un módulo fotovoltaico. Este está formado por una fuente de corriente con un diodo en paralelo, una resistencia en paralelo y otra en serie.

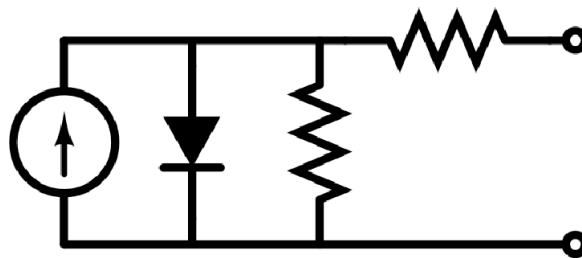


Figura 4.6. Circuito eléctrico equivalente de una célula fotovoltaica.

Cuando la fuente de corriente no produce electricidad, es decir, cuando no inciden los fotones sobre el módulo fotovoltaico, se produce la polarización inversa en el diodo. Por esta razón a los módulos se les instalan uno o varios diodos de bloqueo que impiden que los módulos puedan consumir electricidad cuando todas las células del módulo están sombreadas y también diodos de bypass para evitar que se quemen las células sombreadas si hay otras dentro del mismo módulo que no lo están. Este último caso se conoce como el efecto del punto caliente.

Según sea el elemento que absorbe los fotones se definen los siguientes tipos células, y por lo

tanto, de módulos fotovoltaicos [ANTONY, 2006]:

- Células de capa fina de silicio amorfo, también conocidas como *thin film*. Son baratas de fabricar, sin embargo, una vez se estabilizan, los módulos tienen eficiencias del 4% al 7%. Además tienen en su contra que sufre un proceso de degradación hasta alcanzar una eficiencia estable, proceso que dura alrededor de un año desde que empiezan a generar.
- Células de obleas de silicio monocristalino. Son las resultantes de cortar en finas rebanadas los lingotes de un único cristal. Módulos con eficiencias entre 11% y 16%.
- Células de obleas de silicio policristalino. A diferencia de las monocristalinas, están compuestas por más de un cristal lo que las hace tener menores eficiencias pero con menores costes. Módulos de eficiencias del 10% al 14%.
- Células microamorfás de tipo Tándem. Estos módulos tienen una película de silicio monocristalino sobre otra de silicio amorfo. El espectro de absorción se amplía con respecto a los módulos amorfos. Eficiencias del entorno del 8%.
- Células basadas en la tecnología *Heterojunction with Intrinsic Thin Layer* (HIT), que son las formadas por obleas monocristalinas cubiertas con capas finas de silicio amorfo. Logra eficiencias del entorno del 18%.
- Células monocristalinas con contactos posteriores. Son módulos de alta eficiencia, del entorno del 19%, para uso comercial. Son como las células de obleas de silicio monocristalino, pero los contactos eléctricos están situados en la cara posterior, aumentando el área de captación por cada oblea.
- Células multi-unión de arseniuro de galio. Son células de capa fina compuestas por capas de diversos semiconductores para captar el mayor espectro de radiación solar. Proporcionan eficiencias muy altas, de hasta el 39% y suelen usarse para fines aeroespaciales.
- Células de telurio de cadmio. Utilizadas principalmente en capa fina, alcanzando eficiencias del 9% al 10%.

Existen otro tipo de células no nombradas aquí por estar en proceso de investigación y lejos de ser comercializadas en la actualidad.

Por otro lado se encuentran los módulos de concentración, que incluyen complementos para que con la misma cantidad de silicio se consiga captar la mayor cantidad de radiación solar posible, de este modo, se consigue el máximo aprovechamiento del elemento más caro del módulo. Los dos tipos de módulos más comunes dentro de este conjunto son los de concentración por lentes y los de concentración por espejos. El mayor problema de este tipo de módulos es que al concentrar la radiación solar, se eleva la temperatura en el módulo reduciendo notablemente la eficiencia.

En la mayoría de las centrales fotovoltaicas, el módulo fotovoltaico es lo primero que se elige y se suelen basar en el mejor ratio €/Wp que se encuentra en la oferta de los distintos fabricantes.

En el caso de estructuras fijas este factor es determinante, puesto que el coste del módulo supone un coste mayor a la suma del resto de elemento de de la planta fotovoltaica. En los últimos años, en España, con la bajada de ingresos por la disminución de la prima con el nuevo R.D. 1578/2008, se han desarrollado nuevas plantas de producción eléctrica que utilizan módulos de capa fina de silicio amorfo debido a que tienen un ratio €/Wp muy bajo en comparación con los módulos cristalinos, a cambio, tienen una eficiencia mucho menor como se puede observar en la Tabla II.3 del Anexo II. Sin embargo con este tipo de módulos, hace falta mayor cantidad del resto de elementos que componen la planta de producción eléctrica, puesto que a menor eficiencia, aumenta el área de captación y por lo tanto la cantidad de estructura de soporte necesaria, la cantidad de cable, cimentación, etc.

El porcentaje de centrales eléctricas que utilizan módulos de capa fina es despreciable frente a los módulos cristalinos y amorfos, debido principalmente a que disminuye notablemente la potencia producida del primer año al siguiente, implicando que se sobredimensione los componentes eléctricos durante toda su vida útil, excepto durante el primer año.

Aunque hasta el capítulo 4.5 no se explica si es mejor el seguimiento solar o las estructuras con una orientación fija, se puede adelantar que el PFC se decanta por el uso de seguidores, y con este dato, ya se puede razonar que tipo de módulo fotovoltaico se usará. A partir del módulo a emplear, se pueden hacer los cálculos de los demás elementos de la instalación fotovoltaica.

En el caso de los seguidores fotovoltaicos, es muy importante que además de tener un buen ratio €/Wp, tenga una buena eficiencia puesto que hay que aprovechar al máximo la estructura de seguimiento, mucho más cara que las estructuras fijas.

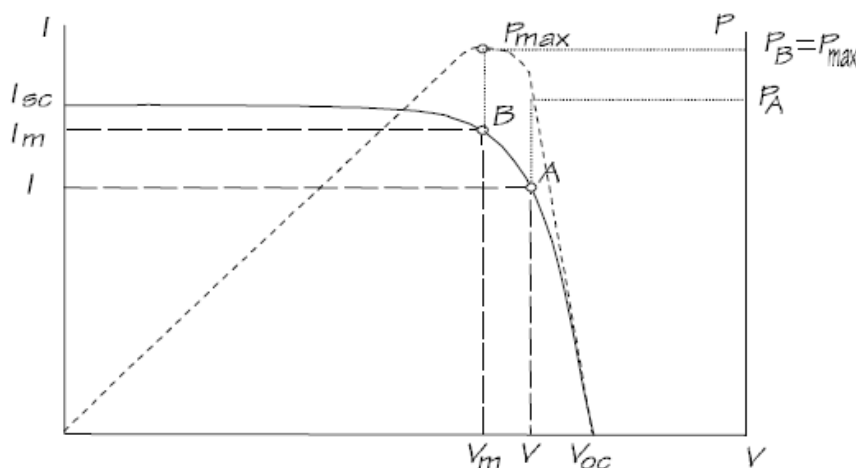
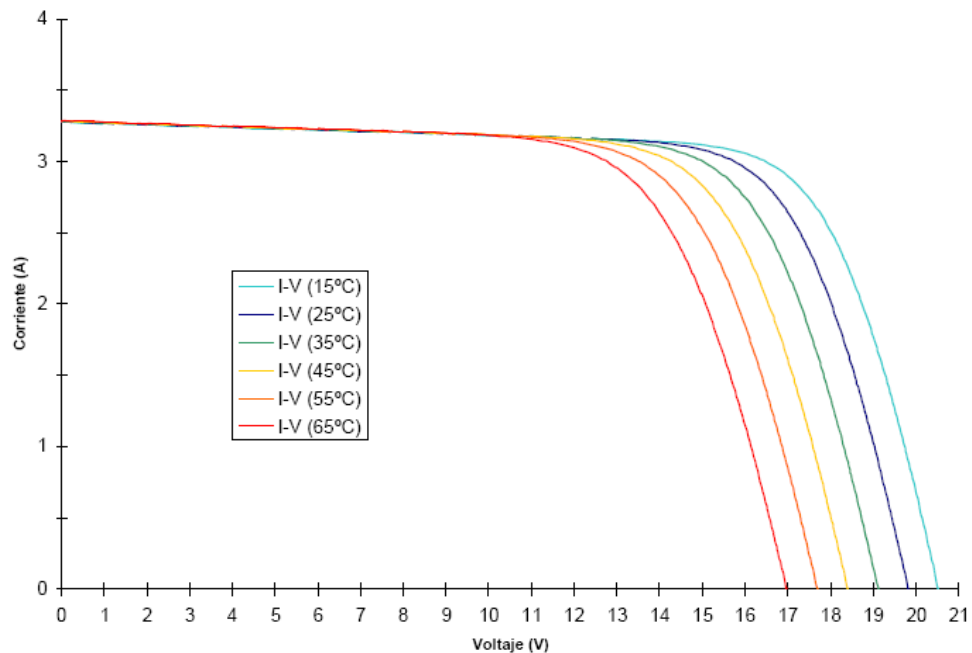


Figura 4.7. Curva I-V proporcionada en su manual de usuario por el fabricante Isototon.

La eficiencia de los módulos cae notablemente cuando no trabajan en condiciones óptimas, por esta razón es necesario mantenerlos limpios de polvo y hacer revisiones de mantenimiento preventivo para comprobar que los cables están bien sujetos, las cubiertas no estén agrietadas, etc. Para comparar el comportamiento de los módulos cuando están sometidos a diferentes condiciones, los fabricantes utilizan gráficas como la de la Figura 4.7. En la misma se aprecia como se calcula gráficamente el punto de máxima potencia de un módulo fotovoltaico.

A continuación se explica, con ayuda de curvas I-V como responden los módulos ante diferentes condiciones debido a la alta importancia de su comportamiento para obtener mejores rendimientos globales de la planta:

- Comportamiento a diferente temperatura ambiente.



**Figura 4.8. Curvas I-V de los módulos del fabricante Isofoton a diversas temperaturas ambiente.**

En la Figura 4.8 se aprecia como la potencia producida por el módulo baja cuando la temperatura aumenta. Los datos de esta curva están tomados para una misma irradiación, lo que indica que si la potencia baja a igual irradiación, la eficiencia también disminuye. Este comportamiento es extensible a los demás módulos del mercado; de la Tabla II.1, a la

Tabla II.3 del Anexo II, se observa como todos los módulos tienen un coeficiente negativo de variación de la potencia máxima en función de la temperatura.

- Comportamiento a diferente irradiación:

Como se observa en la Figura 4.9, la intensidad eléctrica producida por el módulo fotovoltaico disminuye cuando también lo hace la irradiación. El resultado es que la potencia generada también es menor.

Para saber si la eficiencia también disminuye, se acude de la Tabla II.1, a la Tabla II.3 del Anexo II y se observa que en condiciones NOTC, es decir con irradiación de  $800\text{W/m}^2$ , la eficiencia es menor que en condiciones STC, es decir con irradiación de  $1000\text{W/m}^2$ . A modo de ejemplo, la eficiencia del módulo SPWR 315 cae un 1,6%.

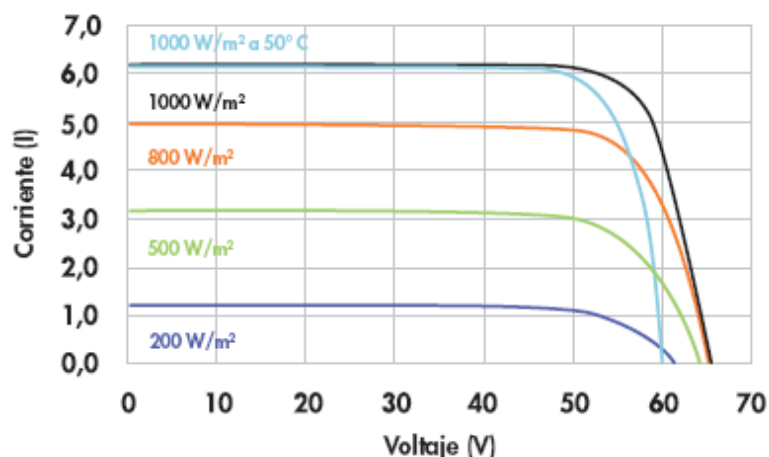


Figura 4.9. Curva I-V a diferentes irradiaciones. Extraída de la hoja de características del SPWR 315.

- Comportamiento con el paso del tiempo:

Debido a la experiencia del sector fotovoltaico, se sabe que la potencia pico disminuye con el paso del tiempo a un ritmo aproximado de un 1% por año de vida. Por ejemplo, el módulo TSM-240DC05 del fabricante Trina Solar garantiza que la eficiencia a los 10 años será como mínimo un 90% de su valor inicial y a los 25 años un 80%. Garantías como esta son muy comunes por parte de los fabricantes.

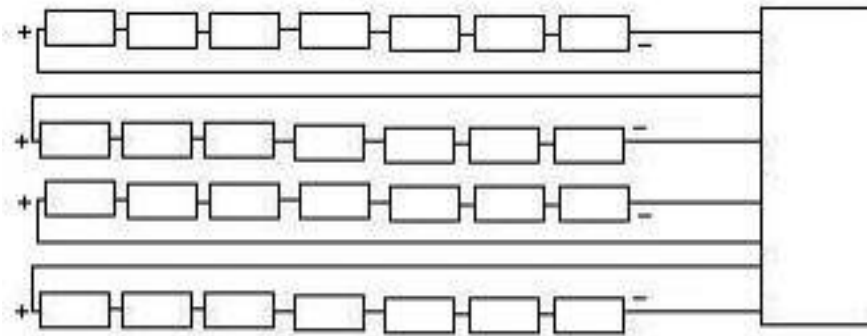
En el Anexo II se pueden consultar datos de diferentes módulos fotovoltaicos y el razonamiento por el cual se selecciona el módulo SPWR 315 del fabricante Sunpower como el más idóneo para su uso en este proyecto.

#### 4.4.- Inversor fotovoltaico

El inversor es el elemento que se encarga de transformar la corriente continua proveniente de los módulos fotovoltaicos en corriente alterna para su transporte por la red eléctrica hasta el punto de consumo.

Existen múltiples marcas y modelos de inversores, de forma que según el tamaño de la instalación, se podrá seleccionar el que más se adapte a la potencia eléctrica producida. En el Anexo III se exponen unas tablas de diferentes modelos de inversores eléctricos con sus respectivas propiedades. Mediante razonamientos de eficiencia, se concluye que el mejor inversor para la aplicación prevista es el SMC 8000TL.

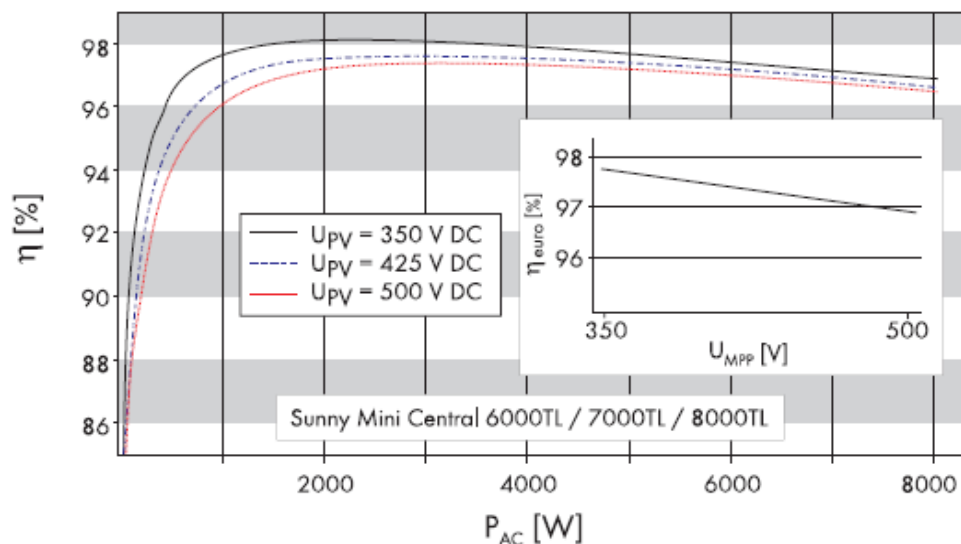
En el Anexo III se explica como conseguir que se aproveche al máximo la potencia de los tres inversores con el módulo fotovoltaico elegido, llegando a la configuración óptima de la instalación, expuesta en la Figura 4.10 y que consiste en 12 ramas por seguidor, de 7 módulos en cada rama, es decir de un total de 84 módulos por seguidor, 28 módulos por inversor.



**Figura 4.10. Configuración de una instalación de 4 ramas de 7 módulos para cada inversor.**

Una de las características más importante de los seguidores es el seguimiento del punto de máxima potencia.

Este sistema es un dispositivo utilizado para que el inversor no disminuya su eficiencia en función del modelo de módulo utilizado. Se basa en la medición de la potencia generada por los módulos en función del voltaje que les aplica, de esa forma compara los resultados obtenidos a diferentes voltajes buscando siempre el punto en el que más energía se genera. Este punto depende de la irradiancia que recibe el módulo y de su temperatura, por lo tanto, varía constantemente a lo largo del día.



**Figura 4.11. Curvas de rendimiento del Inversor SMC 8000TL.**

El rendimiento de los inversores eléctricos depende fundamentalmente de:

- La potencia que estén produciendo los módulos a la entrada del inversor, todos los inversores disminuyen drásticamente su rendimiento cuando la potencia es menor a un 5-10% de su potencia nominal. El comportamiento a potencias medias y altas depende del modelo elegido, siendo lo más común lo que sucede en la Figura 4.11, que el rendimiento



disminuye ligeramente a medida que se acerca a la potencia máxima, pero también hay inversores que mantienen constante su rendimiento en esta zona, o incluso algunos que mejoran el rendimiento ligeramente.

- El voltaje al que están dando su máxima potencia. Por lo general están diseñados para dar un rendimiento máximo a una tensión y fuera de estos límites disminuye ligeramente. La Figura 4.11 muestra como disminuye aproximadamente un 1% cada 150V, esta diferencia de voltaje es muy grande para la mayoría de módulos.
- La temperatura de trabajo. Disminuyendo el rendimiento a medida que aumenta ésta, incluso llegando a desconectarse en caso de ser superada una temperatura umbral.

#### 4.5.- Seguidores solares

Como se ha explicado en el apartado 4.1, para aprovechar al máximo la irradiación solar, los módulos fotovoltaicos deben orientarse perpendicularmente a dicha radiación. Persiguiendo este objetivo surgieron los seguidores solares.

Para poder realizar el seguimiento del sol, se puede utilizar sensores de radiación o utilizar algoritmos que indiquen con la mayor precisión posible donde se encuentra el sol.

La primera opción fue utilizada en los primeros diseños de seguidores solares, de forma que moviendo el plano portante de módulos, este sensor indicaba si la irradiación aumentaba o disminuía. Posteriormente se comparaban valores y se buscaba la posición de mayor irradiación. Este método tenía dos problemas, el primero es que tenía que gastar energía en orientar el sensor para comparar valores de irradiación y el segundo que cuando aparecía una sombra como la de una nube, el valor máximo podía no corresponderse con el óptimo, apartando al seguidor de la trayectoria idónea.

La segunda opción consiste en la introducción a un autómata de unos algoritmos matemáticos y unas variables que dependen de la posición geográfica de la planta y de la situación temporal, es decir, del año, mes, día y hora. La estructura se mueve según el algoritmo le diga que el sol está en una posición u otra. En el Anexo I se puede observar uno de los algoritmos que más se usa para posicionar el sol debido a que tiene uno de los menores errores en comparación con el resto.

En la actualidad sólo se comercializan seguidores que se orienten mediante este método.

Según el número de grados de libertad y la naturaleza de los mismos, los seguidores solares se pueden clasificar mediante los siguientes tipos:

- seguidor solar de 2 ejes,
- seguidor solar de 1 eje orientado Norte - Sur y con inclinación óptima,
- seguidor solar de 1 eje orientado Norte - Sur y horizontal,
- seguidor solar de 1 eje vertical con módulos en inclinación óptima y

- seguidor solar de 1 eje orientado Este - Oeste y horizontal.

El último caso se descarta porque se sabe que el seguimiento Este - Oeste, es decir con el eje orientado Norte - Sur, tiene mayor irradiación que el seguimiento Norte - Sur y sin embargo tienen el mismo mecanismo para realizar el movimiento, por lo que se concluye que siempre será menos eficiente y resultará menos beneficioso económicamente.

Los demás seguimientos han sido analizados por diferentes autores, dada la importancia del coeficiente irradiación/costes directamente ligada a la eficiencia de la instalación y al beneficio económico de la explotación de la planta eléctrica.

De entre todos los estudios analizados, aquí se utiliza los resultados del artículo Retratos de la conexión fotovoltaica a la red (IV) [LORENZO, 2004]. Este artículo trata de una comparación entre estructuras fijas y seguidores muy completa puesto que utiliza factores tan influyentes en el cálculo de energía producida como la eficiencia del inversor eléctrico a diferentes potencias de funcionamiento o la temperatura y la suciedad de los módulos.

La Tabla 4.1, extraída del estudio citado, refleja el promedio anual de energía eléctrica inyectada a la red, medida en Wh/día, por una instalación de 1kW de potencia pico, para diferentes seguimientos solares y diferentes lugares de la geografía española.

Se supone una instalación típica, con unas superficies receptoras con una elevada cantidad de suciedad, coeficiente de transmitancia a incidencia normal de 0,93 y unos parámetros de pérdidas en el inversor  $k_0 + k_1 p_0 + k_2 p_0^2$  donde  $p_0$  representa la relación entre la potencia de trabajo y la potencia nominal y  $k_0$ ,  $k_1$  y  $k_2$  son tres parámetros característicos del inversor, tomando para el estudio actual los valores de  $k_0 = 0,02$ ,  $k_1 = 0,025$  y  $k_2 = 0,08$ .

**Tabla 4.1. Comparación de producción eléctrica en Wh diarios para diferentes tipos de seguimientos.**

Lugar	Gd(0)	2x	1xp	1xa	1xh	est	2x/est	1xp/est	2xa/est	2xh/est
Alicante	4655	6199	5984	5651	5371	4006	1,55	1,49	1,41	1,34
Almería	4706	6079	5872	5535	5319	3976	1,53	1,48	1,39	1,34
Asturias	3022	3521	3422	3279	2944	2570	1,37	1,33	1,28	1,15
Barcelona	3756	4770	4619	4397	4062	3194	1,49	1,45	1,38	1,27
Huelva	4890	6381	6170	5797	5641	4052	1,57	1,52	1,43	1,39
Jaén	4416	5532	5359	5026	4917	3599	1,54	1,49	1,40	1,37
Las Palmas	4891	5783	5594	5019	5280	3874	1,49	1,44	1,30	1,36
Lugo	3488	4242	4121	3955	3653	2913	1,46	1,41	1,36	1,25
Madrid	4287	5560	5380	5121	4843	3605	1,54	1,49	1,42	1,34
Zamora	4030	5085	4935	4738	4454	3341	1,52	1,48	1,42	1,33

Donde:

Gd(0) es la media anual de la irradiancia diaria sobre una superficie horizontal, medidos en Wh/m<sup>2</sup>,

2x es la energía eléctrica vertida a red con un seguidor de 2 ejes en Wh/W<sub>p</sub>,

$1_{xp}$  es la vertida con un seguidor solar de 1 eje orientado Norte - Sur y con inclinación óptima en  $W_h/W_p$ ,

$1_{xa}$  es la vertida por un seguidor solar de 1 eje vertical con módulos en inclinación óptima en  $W_h/W_p$ ,

$1_{xh}$  es la vertida por un seguidor solar de 1 eje orientado Norte - Sur y horizontal en  $W_h/W_p$  y

est es la vertida por una superficie de módulos estática orientada e inclinada óptimamente en  $W_h/W_p$ .

Otros estudios menos optimistas sitúan estos incrementos de producción eléctrica en un 47% de incremento del seguimiento a dos ejes respecto a una estructura fija e inclinada óptimamente, o un 41% para el seguimiento a un eje polar [CENSOLAR 2009]. En este proyecto se toman los expuestos en la tabla puesto que su localización geográfica es más concreta.

De la Tabla 4.1 se puede concluir que el seguimiento a dos ejes puede suponer un incremento de hasta el 57% de energía producida y por lo tanto de ingresos económicos, respecto a las estructuras fijas con orientación e inclinación óptima.

Sin embargo es de igual importancia saber que el seguimiento polar, el de 1 eje orientado Norte - Sur y con una inclinación óptima, tiene un incremento de energía producida muy cercano al del seguimiento a dos ejes, tan sólo un 5% inferior al mismo, sin embargo tiene un diseño mucho más sencillo, puesto que sólo necesita un actuador para su orientación y por lo tanto resulta mucho más económico.

Como se verá más adelante, en el capítulo 6, la mejor opción en términos de rentabilidad es la del seguidor polar.

## 5.- Cálculo de la estructura del seguidor solar

Si en el capítulo 4 se incluye toda la información del entorno del seguidor, útil para su diseño, este capítulo contiene toda la información relevante al diseño y cálculo de la estructura, sus componentes y la cimentación.

El primer apartado de este capítulo explica la normativa que tiene que cumplir el seguidor solar por el hecho de ser una máquina y de comercializarse en la Unión Europea.

En el segundo apartado se desarrolla la geometría del seguidor en función del entorno y de conseguir el mayor rendimiento energético con el menor coste posible.

En el tercer apartado se calculan las cargas a las que va a estar sometida la estructura del seguidor.

El cuarto apartado incluye el análisis de elementos finitos realizado a la estructura para la comprobación de la resistencia de la estructura.

El quinto apartado trata sobre la elección y dimensionamiento de actuadores y otros elementos del seguidor.

El sexto apartado trata sobre los tipos de cimentación que se pueden aplicar al seguidor.

En el séptimo se desarrolla los problemas a los que está sometido el seguidor por culpa de la corrosión durante su vida útil y como evitarlos.

En el último apartado se incluye la información necesaria para un correcto mantenimiento del seguidor.

### 5.1.- Marcado CE de máquinas y otras normativas aplicables

El sector de las máquinas constituye una parte importante del sector de la mecánica y uno de los núcleos industriales de la economía de la Unión Europea. El coste social debido al importante número de accidentes provocados directamente por la utilización de máquinas puede reducirse integrando la seguridad en las fases de diseño y fabricación de las máquinas y con una instalación y un mantenimiento correctos. Por esta razón se creó una directiva que aplicase el marcado CE específicamente a las máquinas. A día de hoy es la directiva 98/37/CE la que se usa a este efecto y también es la directiva en la que se basa este trabajo.

Esta directiva se verá derogada por la directiva 2006/42/CE, que será vigente a partir de diciembre de 2009.

El proceso de marcado CE es el proceso por el cual el fabricante da testimonio de que su producto cumple con los mínimos requisitos legales y técnicos en materia de salud, de la protección del medio ambiente y de seguridad de los Estados miembros de la UE.

Al suponer que el fabricante del seguidor pertenece a la unión europea, es obligación del mismo cumplir el mercado CE.

Existen dos métodos principales para cumplir con el marcado CE de una máquina, la primera es siguiendo las normas armonizadas desde el inicio de su diseño y la segunda es comprobar que se cumple la normativa una vez terminado de diseñar.

Aunque es de vital importancia diseñar las máquinas acorde al mercado CE, en este PFC no se procederá con ninguno de los dos métodos puesto que exigen un tiempo y una dedicación excesiva para un producto final que, aunque pretenda ser un producto viable en el mercado, no es un objetivo principal que pueda ser vendido.

Las directivas de obligado cumplimiento para esta máquina son:

- la directiva 98/37/CE, modificada por la directiva 98/79/CE y que se refiere al marcado CE de máquinas y otros elementos de seguridad, a partir del 29 de diciembre de 2009 será sustituida por la Directiva 2006/42/EC,
- la directiva 73/23/CEE modificada por la directiva 93/68/CEE y que es referida a instalaciones eléctricas de baja tensión y
- la directiva 89/336/CEE, modificada por las directivas 92/31/CEE y 93/68/CEE, que afecta a las máquinas con posibles problemas de compatibilidad electromagnética.

La primera directiva le afecta, evidentemente, por tratarse de una máquina, la segunda directiva por tener elementos (módulos fotovoltaicos, inversores eléctricos, autómatas y actuadores) que consumen o producen electricidad a baja tensión y la tercera directiva porque varios de estos elementos eléctricos pueden producir interferencias electromagnéticas entre ellos.

El documento de marcado CE deberá escribirse en la lengua oficial del país de venta. Es obligatorio incluir el logotipo normalizado CE en la máquina.

Si la máquina supone algún peligro, este debe ser avisado mediante símbolos normalizados.

## **5.2.- Geometría del seguidor solar**

Para definir la geometría del seguidor se utiliza todos los cálculos y conocimientos expuestos en el capítulo 4.

Se sabe que el seguimiento más rentable es el polar, por lo tanto, el seguidor solar realizará este tipo de seguimiento. Solo es necesario un eje de giro para este seguidor.

La orientación e inclinación óptimas del eje de giro son las que dan mayor producción de energía eléctrica durante todo el año y dependen de la localización de la planta fotovoltaica. En este PFC no se realiza el cálculo de estos ángulos, pero se partirá de los valores dados por PVGIS, ver Anexo I, para la localidad de Ayamonte, éstos son los que orientan el eje al sur con una inclinación respecto a la horizontal de 35°. De la misma fuente, se obtiene que la variación de la

inclinación puede llegar a ser  $3^\circ$  superior en otros puntos de la península, por lo tanto, el seguidor debe ser sencillo de modificar para conseguir aumentar la inclinación en caso de ser necesario.

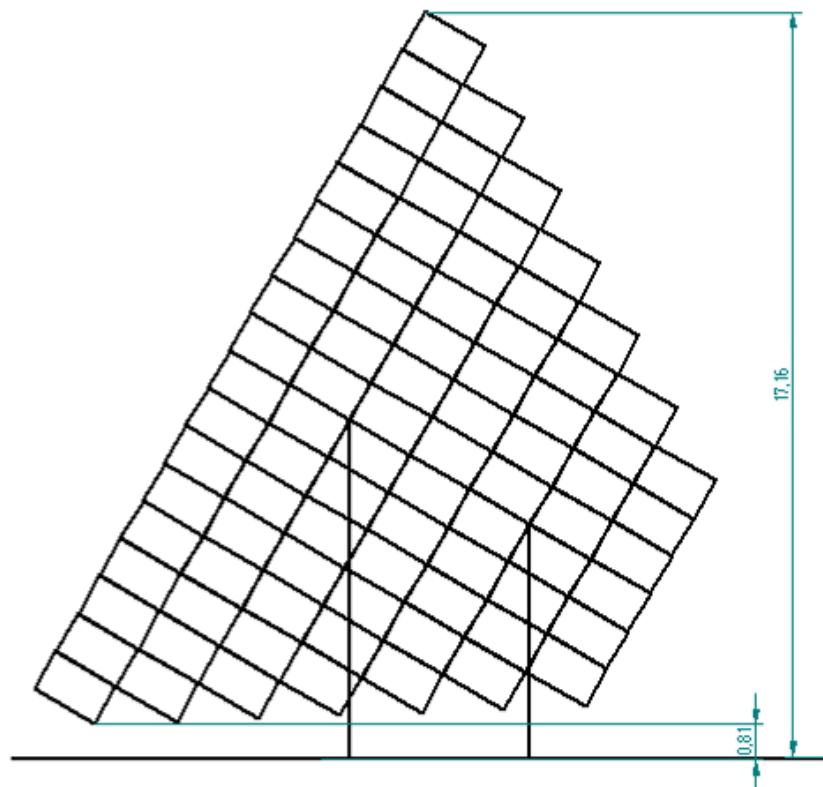
Dentro de este tipo de seguimiento, puede usarse un único plano portante de todos los módulos, o varios planos con un módulo en cada plano. Se elige el de un único plano para reducir el número de elementos móviles y articulaciones, puesto que cuantos más se utilizan, más costoso y complicado se hace el mantenimiento del seguidor.

Los actuadores deben ser capaces de soportar la estructura con las cargas debidas a las acciones externas. Preferiblemente se utilizará un único actuador, para reducir el coste del seguidor, así como el del mantenimiento. La elección del tipo de actuador y su dimensionamiento se realiza en el apartado 5.5.

El número de apoyos del seguidor es otro factor importante a la hora de diseñar el seguidor. Al tratarse de una superficie de módulos tan grande, se eligen dos apoyos empotrados para sujetar el eje de giro en vez de uno. Un único apoyo tiene en su contra que sufriría esfuerzos demasiado grandes en las uniones, así como una peor distribución de los esfuerzos en la parrilla de vigas que sujetará los módulos fotovoltaicos.

Se debe tener en cuenta que el seguidor hace un movimiento de este a oeste, por lo tanto, la estructura móvil no debe encontrarse ningún obstáculo, ni de la estructura fija, ni del suelo u otros objetos del entorno.

Con las condiciones expuestas anteriormente, se diseña el primer boceto:



**Figura 5.1. Primer boceto del seguidor solar.**

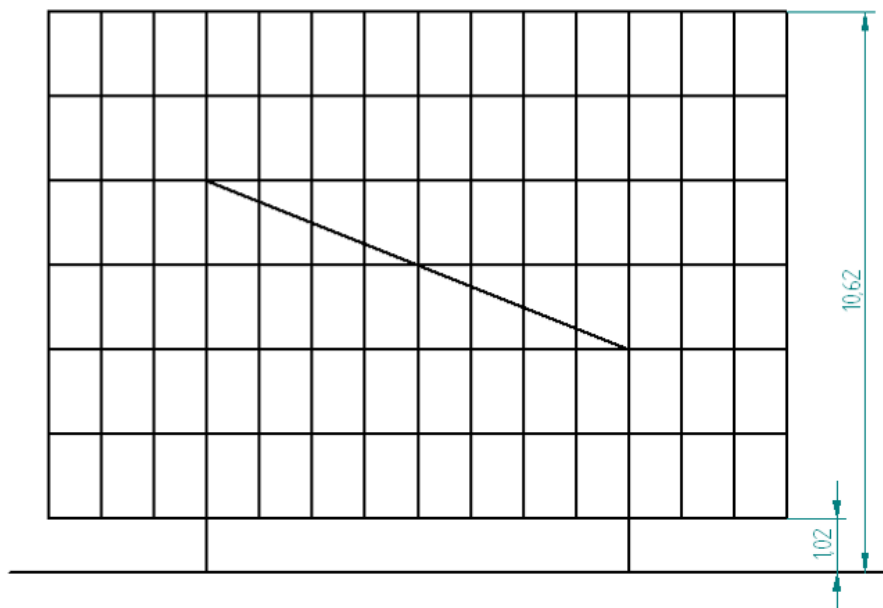
En la Figura 5.1 se observa la vista lateral del primer boceto de seguidor solar a un eje. Se pueden diferenciar los dos pilares, líneas verticales, que sujetan el eje de giro y la parrilla formada por los 84 módulos que componen el seguidor solar.

La posición reflejada en la Figura 5.1 corresponde a la del amanecer o el anochecer, es decir, de  $90^\circ$  respecto a la horizontal y es la posición a en la que se produce la altura máxima, que como indican las cotas, es de 17,16m. Esta altura es mucho mayor que las alturas máximas de los seguidores cuyas características se detallan en el Anexo IV, que tienen alturas entre los 8 y 10m.

Una altura demasiado grande supone una serie de problemas que pueden resumirse en dos principales:

- El impacto o contaminación visual es mucho mayor a mayor altura.
- La velocidad del viento crece notablemente con la altura y por lo tanto la presión ejercida sobre los módulos, teniendo que utilizar estructuras y cimentaciones más resistentes y por lo tanto más caras.

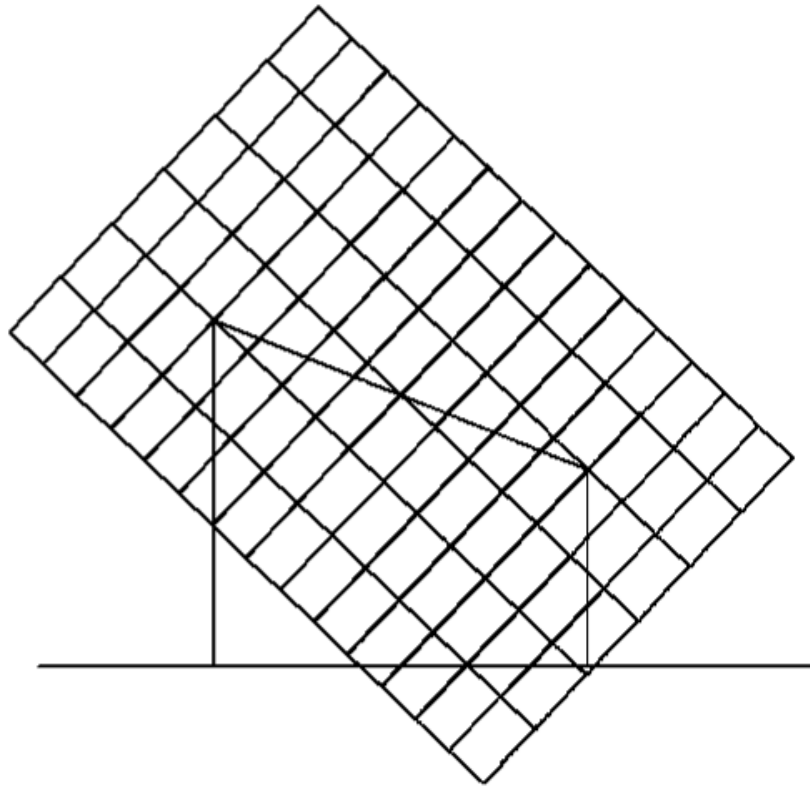
Para optimizar el resultado, se decide diseñar nuevos bocetos que disminuyan la altura.



**Figura 5.2. Segundo boceto de seguidor solar en la posición del amanecer.**

Este segundo boceto, es la opción de menor altura y es el diseño más parecido a los seguidores de dos ejes que se encuentran actualmente en el mercado. Sin embargo, este boceto no es un diseño válido pues al girar el seguidor, este intersecta con el suelo al no ser simétrica la parrilla respecto al eje de giro.





**Figura 5.3. Segundo boceto de seguidor solar en la posición del anochecer.**

Suponiendo que la Figura 5.2 representa la posición del seguidor al amanecer, la Figura 5.3 representaría la posición al anochecer, girando  $180^\circ$  respecto al eje de giro de  $35^\circ$  respecto a la horizontal.

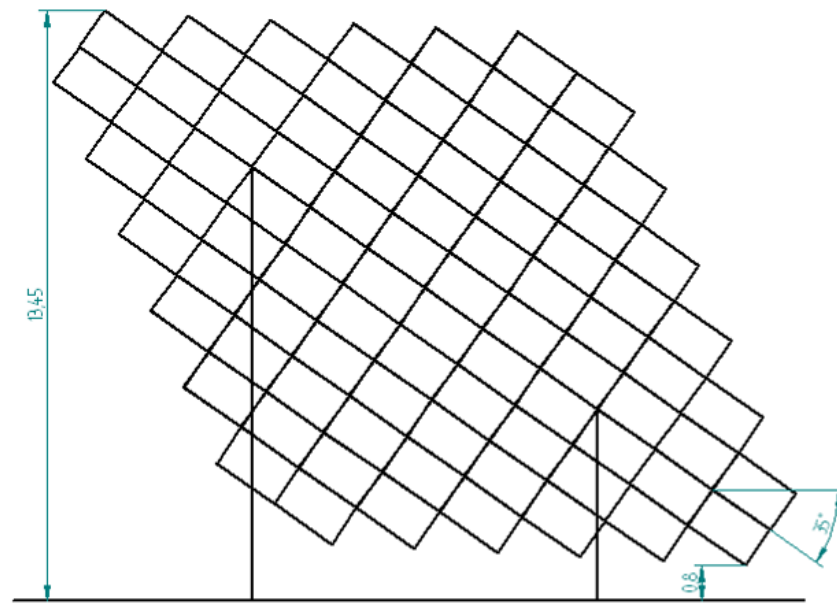
En la Figura 5.3 se aprecia como la estructura chocaría a medida que avanza el día.

Debido al choque con el suelo, este boceto se considera un diseño no válido, aunque es muy útil de cara al diseño definitivo, ya que transmite dos condiciones más:

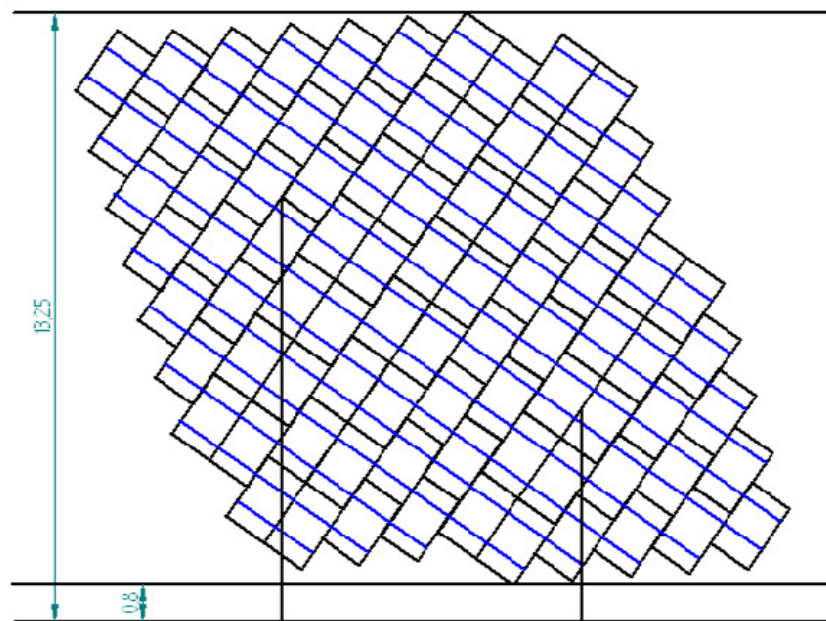
- la parrilla portadora de módulos debe ser simétrica respecto al eje de giro para evitar el choque con el suelo,
- la parrilla en posición perpendicular al suelo, posición que se alcanza al amanecer y al anochecer, debe tener la forma más similar posible a un rectángulo; de este modo se conseguirá tener la menor altura posible.

Con estas condiciones añadidas a las que se impusieron inicialmente se diseñan los siguientes bocetos:





**Figura 5.4. Boceto 1 que cumple todas las condiciones.**



**Figura 5.5. Boceto 2 que cumple todas las condiciones.**

De los dos bocetos, el de menor altura es el de la Figura 5.5, su estructura definitiva se calculará en los siguientes capítulos.

Uno de los parámetros geométricos del seguidor más importantes es el ángulo de elevación máximo, que es el ángulo de inclinación máximo que van a tener los módulos fotovoltaicos respecto a la horizontal.

Este ángulo viene determinado por dos objetivos principales. El primero es disminuir costes de la

estructura, dado que cuanto más cercano esté el ángulo de  $90^\circ$ , mayor altura tendrá el seguidor y, por tanto, la estructura sufrirá mayores esfuerzos, el cilindro hidráulico tendrá que soportar más fuerza y más complicado será su posicionamiento en la estructura. El segundo objetivo es obtener la máxima energía producida, puesto que cuanto más se separe este ángulo de  $90^\circ$ , menos seguimiento solar se realiza. Por lo tanto, en un seguidor ideal, se debe alcanzar una inclinación máxima respecto a la horizontal de  $90^\circ$ , para recibir lo más perpendicular posible la irradiación del amanecer y del atardecer.



**Figura 5.6. Posición del sol y del seguidor en el ángulo de inclinación máximo (amanecer o atardecer).**

Cuando el sol se encuentra más cerca del horizonte, es el momento en el que se recibe menor cantidad de irradiación puesto que los fotones de luz solar tienen que atravesar una mayor cantidad de atmósfera y muchos son reflejados o absorbidos por partículas de la atmósfera. La reflexión en esos momentos del día puede llegar a ser tan importante, que se recibe la misma cantidad de irradiación si se orienta los módulos a  $90^\circ$  como si se orientan algo más horizontales.

Por otro lado, los inversores y los módulos pierden mucha eficiencia si la irradiación es baja.

Evidentemente, las montañas, edificios u otros elementos del entorno suelen producir sombras, tales que a  $90^\circ$  no se reciba nunca radiación suficiente para poner en marcha el inversor eléctrico.

Por estas razones, y a falta de un estudio que indique el ángulo de inclinación máximo óptimo, se compara este ángulo para los modelos de seguidores solares presentados en el Anexo IV.

**Tabla 5.1. Inclinación máxima de los módulos fotovoltaicos respecto a la horizontal en diversos seguidores.**

	Modelo - Fabricante del seguidor solar						Promedio
	Triton	Ades	Mecapisa	SH S345	Titan Traker	Sendekia	
<b>Inclinación mínima</b>	$10^\circ$	$0^\circ$	$30^\circ$	$0^\circ$	$10^\circ$	$0^\circ$	$8^\circ$
<b>Inclinación máxima</b>	$80^\circ$	$50^\circ$	$65^\circ$	$55^\circ$	$80^\circ$	$70^\circ$	$67^\circ$

Tomando como referencia el promedio calculado en la Tabla 5.1, se decide tomar como ángulo máximo de inclinación del seguidor solar diseñado en este PFC, el valor de  $70^\circ$ .

Hay destacar que la tabla está formada únicamente por seguidores de dos ejes, siendo el seguidor aquí estudiado de un único eje polar. Por esta razón, el ángulo de inclinación mínimo no se basará en el promedio de la tabla, si no en el que hace óptima la producción de electricidad a lo largo del año. En el caso del seguidor a un eje, el ángulo mínimo coincidirá con el propio ángulo de inclinación del eje polar, que como ya se ha dicho anteriormente será de  $35^\circ$  para la localización estudiada en este proyecto.

Se propone como futuro trabajo el cálculo del ángulo de inclinación respecto a la horizontal máximo de los módulos del seguidor, de forma que se produzcan la menor cantidad posible de

pérdidas por no incidir perpendicularmente la radiación solar sobre los módulos. También se propone como futuro trabajo el cálculo del ángulo de inclinación óptimo del eje de giro.

### 5.3.- Cargas aplicadas a la estructura

Las cargas que se utilizan para calcular la estructura, vienen dadas principalmente por la acción del peso propio, de la nieve que se puede almacenar sobre la superficie, del viento incidente, así como las debidas a la acción térmica.

Durante la realización de este PFC, la normativa vigente que se considera que se ajusta mejor a este tipo de estructuras, es el Código Técnico de la Edificación (CTE), más concretamente, la versión actualizada en abril de 2009. Se ha elegido esta norma dado que no existe una normativa específica para este tipo de máquinas y que el CTE tiene en cuenta las cargas y sus efectos en estructuras que se encuentran en el exterior.

Según el CTE [CTE, 2009], pueden no considerarse las acciones térmicas cuando se dispongan juntas de dilatación de forma que no existan elementos continuos de más de 40m de longitud. En la estructura del seguidor no hay ningún elemento que supere dicha longitud y por tanto, en este PFC no se tendrán en cuenta las acciones térmicas. Tampoco se tienen en cuenta las cargas debidas al movimiento del seguidor, puesto que éste tiene aceleraciones muy bajas en comparación con la de la gravedad.

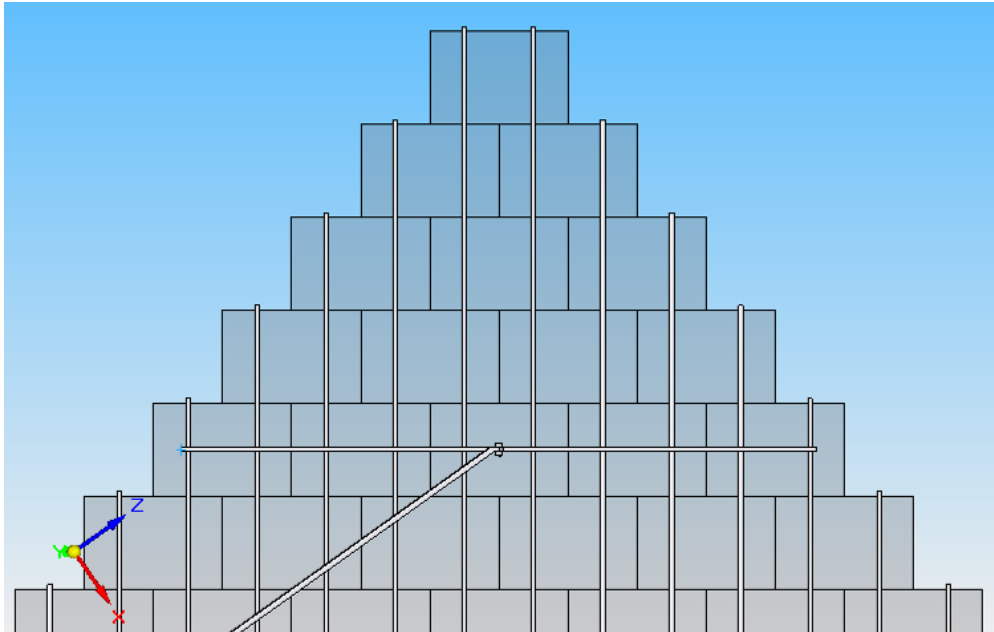
El seguidor solar resultante de este proyecto, busca ser válido para cualquier zona geográfica de España, por este motivo, para su diseño se utilizan los coeficientes más desfavorables para el cálculo de las cargas ambientales, es decir, las de nieve y viento.

Las acciones producidas por el propio peso de los diferentes elementos que componen el seguidor se pueden diferenciar en dos grandes grupos de elementos o materiales, con dos densidades bien diferenciadas para poder calcular la fuerza gravitatoria debida al propio peso. Estos elementos son el acero y los módulos fotovoltaicos.

Para la densidad del acero se toma el valor de  $7850\text{kg/m}^3$  y para los módulos se tiene un peso propio de  $18,6\text{kg}$  por unidad.

Como se aprecia en la Figura 5.7, se puede trasladar la carga que supone el peso propio de los módulos fotovoltaicos a la estructura, sabiendo que cada módulo es soportado de forma simétrica por dos vigas, por lo tanto, cada viga sufrirá una fuerza lineal,  $P_{g.m.}$ , equivalente a la fuerza gravitatoria producida por medio módulo sobre la longitud dada por la anchura del módulo, por lo tanto la presión para este caso será de,

$$P_{g.m.} = \frac{18,6\text{kg} \cdot 9,8\text{m/s}^2}{2 \cdot 1,046\text{m}} = 87,13\text{N/m}$$



**Figura 5.7. Distribución de los módulos sobre las vigas**

En segundo lugar, se tiene las cargas producidas por la nieve. Evidentemente, este seguidor no es válido para zonas de montaña con alta probabilidad de grandes nevadas o con alturas superiores a los 2.000m, que es el límite impuesto por el CTE. En este supuesto, el seguidor necesitaría ser estudiado para validar la estructura con las nuevas cargas de viento y nieve y en caso de ser necesario, rediseñarlo.

El valor de la carga de nieve por unidad de superficie en proyección horizontal es:

$$q_n = 1,2 \cdot \mu \cdot s_k$$

Donde:

Se aplica un factor de seguridad de 1,2 por la posibilidad de que el emplazamiento esté fuertemente expuesto a la acción del viento.

$\mu$  es el coeficiente de forma.

$s_k$  es el valor característico de la carga de nieve sobre un terreno horizontal.

Además se tiene una carga lineal en el borde de la superficie de captación de:

$$p_n = 3m \cdot \mu^2 \cdot s_k$$

**Tabla 5.2. Valores característicos de carga de nieve sobre un terreno horizontal, en función de la provincia.**

Altitud (m)	Zona de clima invernal, (según figura E.2)						
	1	2	3	4	5	6	7
0	0,3	0,4	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
200	0,5	0,5	0,2	0,2	0,3	0,2	0,2
400	0,6	0,6	0,2	0,3	0,4	0,2	0,2
500	0,7	0,7	0,3	0,4	0,4	0,3	0,2
600	0,9	0,9	0,3	0,5	0,5	0,4	0,2
700	1,0	1,0	0,4	0,6	0,6	0,5	0,2
800	1,2	1,1	0,5	0,8	0,7	0,7	0,2
900	1,4	1,3	0,6	1,0	0,8	0,9	0,2
1.000	1,7	1,5	0,7	1,2	0,9	1,2	0,2
1.200	2,3	2,0	1,1	1,9	1,3	2,0	0,2
1.400	3,2	2,6	1,7	3,0	1,8	3,3	0,2
1.600	4,3	3,5	2,6	4,6	2,5	5,5	0,2
1.800	-	4,6	4,0	-	-	9,3	0,2
2.200	-	8,0	-	-	-	-	-

La Tabla 5.2 ha sido extraída del CTE y en ella se puede observar que  $s_k$  toma el valor más desfavorable en la zona de clima invernal 6, a 1800m, siendo este valor de  $1,2\text{kN/m}^2$ . Las zonas de clima invernal vienen reflejadas en la Figura 5.8, también extraída del CTE.

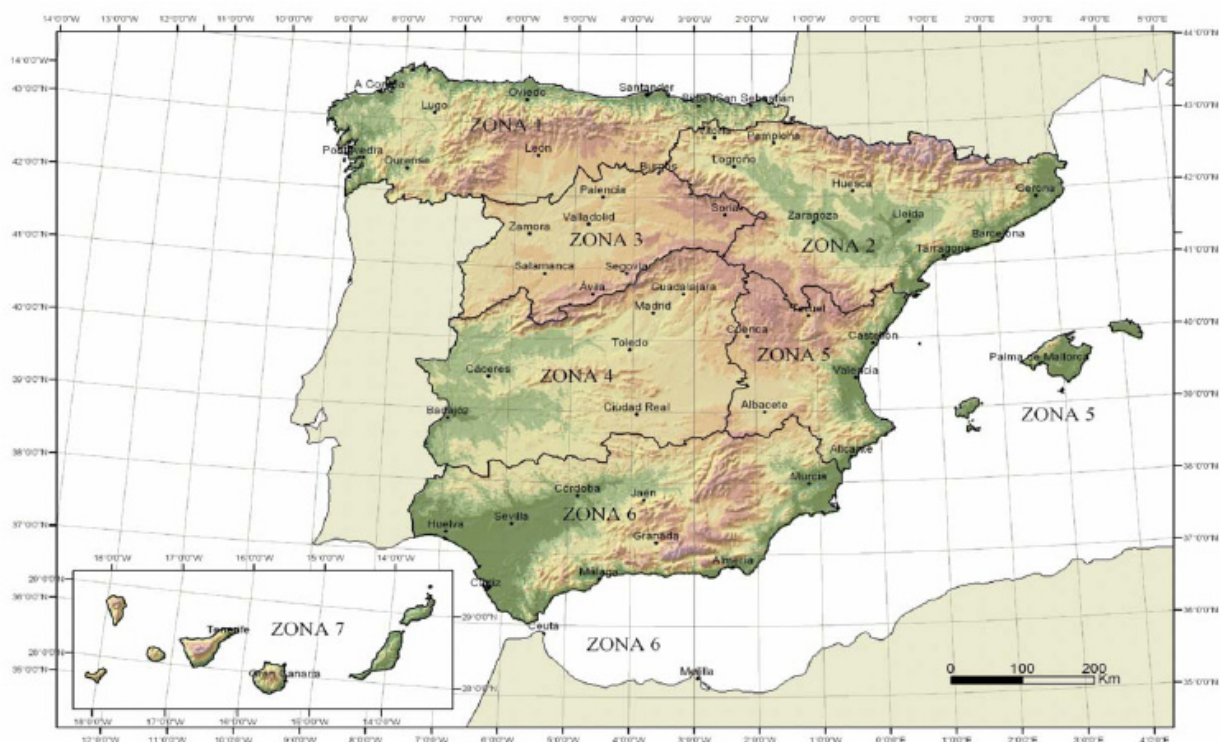


Figura 5.8. Mapa de zonas climáticas de invierno.

Por otro lado, el coeficiente de forma para el seguidor cumple las condiciones de asemejarse a un faldón terminado en una cornisa y el no impedir el deslizamiento de la nieve. Por lo tanto, éste tomará el valor de  $\mu=1$  para inclinaciones de la superficie menores a  $30^\circ$  y  $\mu=0$  para inclinaciones mayores a  $60^\circ$ . Para inclinaciones intermedias se interpolará, por ejemplo, para la

inclinación mínima del seguidor se tendrá el valor máximo de  $\mu = \frac{60^\circ - 35^\circ}{60^\circ - 30^\circ} = 0,83$ .

Por último se tiene las cargas como consecuencia del viento. Según CTE, en general, la acción del viento es la presión estática,  $q_e$ , que es la fuerza perpendicular a la superficie de cada punto expuesto que puede expresarse como:

$$q_e = q_b \cdot c_e \cdot c_p$$

siendo:

$q_b$  la presión dinámica del viento, con valores variables en función del emplazamiento geográfico de la obra.

$c_e$  el coeficiente de exposición, variable con la altura del punto considerado, en función del grado de aspereza del entorno donde se encuentra ubicada la construcción.

$c_p$  el coeficiente eólico o de presión, dependiente de la forma y orientación de la superficie respecto al viento y en su caso, respecto a los bordes de esa superficie; un valor negativo, indica succión.

El coeficiente de exposición, en función de la altura, puede determinarse de dos formas diferentes.

La primera forma sería mediante la tabla 3.4 del Documento Básico de Seguridad Estructural de Acciones en la edificación (DB SE-AE). Dicha tabla contiene los siguientes valores para el coeficiente de exposición:

**Tabla 5.3. Valores del coeficiente de exposición  $c_e$**

Grado de aspereza del entorno		Altura del punto considerado (m)							
		3	6	9	12	15	18	24	30
<b>I</b>	Borde del mar o de un lago, con una superficie de agua en la dirección del viento de al menos 5 km de longitud	2,4	2,7	3,0	3,1	3,3	3,4	3,5	3,7
<b>II</b>	Terreno rural llano sin obstáculos ni arbolado de importancia	2,1	2,5	2,7	2,9	3,0	3,1	3,3	3,5
<b>III</b>	Zona rural accidentada o llana con algunos obstáculos aislados como árboles o construcciones pequeñas	1,6	2,0	2,3	2,5	2,6	2,7	2,9	3,1
<b>IV</b>	Zona urbana en general, industrial o forestal	1,3	1,4	1,7	1,9	2,1	2,2	2,4	2,6
<b>V</b>	Centro de negocio de grandes ciudades, con profusión de edificios en altura	1,2	1,2	1,2	1,4	1,5	1,6	1,9	2,0

La segunda forma de calcular el coeficiente de exposición es con las expresiones:

$$c_e = F \cdot (F + 7k) \quad \text{y} \quad F = k \cdot \ln(\max(z, Z) / L)$$

Siendo  $z$  la altura sobre el terreno y  $k$ ,  $L$ ,  $Z$  parámetros característicos de cada tipo de entorno, según la Tabla 5.5.



Tabla 5.4. Coeficientes para tipo de entorno.

	Grado de aspereza del entorno	Parámetro		
		k	L(m)	Z (m)
I	Borde del mar o de un lago, con una superficie de agua en la dirección del viento de al menos 5 km de longitud	0,156	0,003	1,0
II	Terreno rural llano sin obstáculos ni arbolado de importancia	0,17	0,01	1,0
III	Zona rural accidentada o llana con algunos obstáculos aislados como árboles o construcciones pequeñas	0,19	0,05	2,0
IV	Zona urbana en general, industrial o forestal	0,22	0,3	5,0
V	Centro de negocio de grandes ciudades, con profusión de edificios en altura	0,24	1,0	10,0

La segunda forma de calcular el coeficiente de exposición parece la más correcta, pues el seguidor tiene una altura variable en función de la inclinación a la que esté sometido.

Se quiere diseñar un seguidor solar que pueda servir para cualquier emplazamiento de España. Por este motivo se supondrá el peor caso de grado de aspereza del entorno, es decir, un grado I.

La altura va a depender de la posición del seguidor, siendo este valor mayor cuando el seguidor está inclinado a  $70^\circ$  con la horizontal, es decir en la posición correspondiente al amanecer/anocheecer.

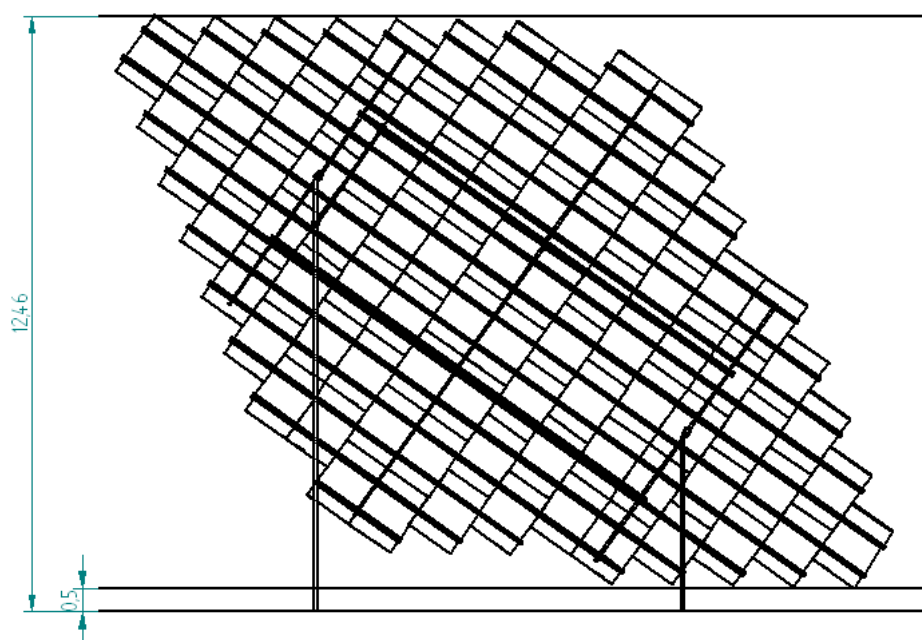


Figura 5.9. Perfil del seguidor en posición de amanecer/anocheecer, es decir con una inclinación de  $70^\circ$ .

Por lo tanto, como se observa en la Figura 5.9, con una inclinación de  $70^\circ$  la altura máxima del seguidor es de 12,46m, obteniéndose un coeficiente de exposición máximo de:

$$F = k \cdot \ln(\max(z, Z) / L) = 0,156 \cdot \ln(12,46m / 0,003m) = 1,3$$

$$c_{e,70^\circ} = F \cdot (F + 7k) = 1,3 \cdot (1,3 + 7 \cdot 0,156) = 3,11$$

Si se compara este resultado con el valor que se hubiese obtenido de la **Tabla 5.4**, es decir con 3,1 si se asocia a una altura de 12m, se observa que la diferencia entre ambos métodos es muy pequeña.

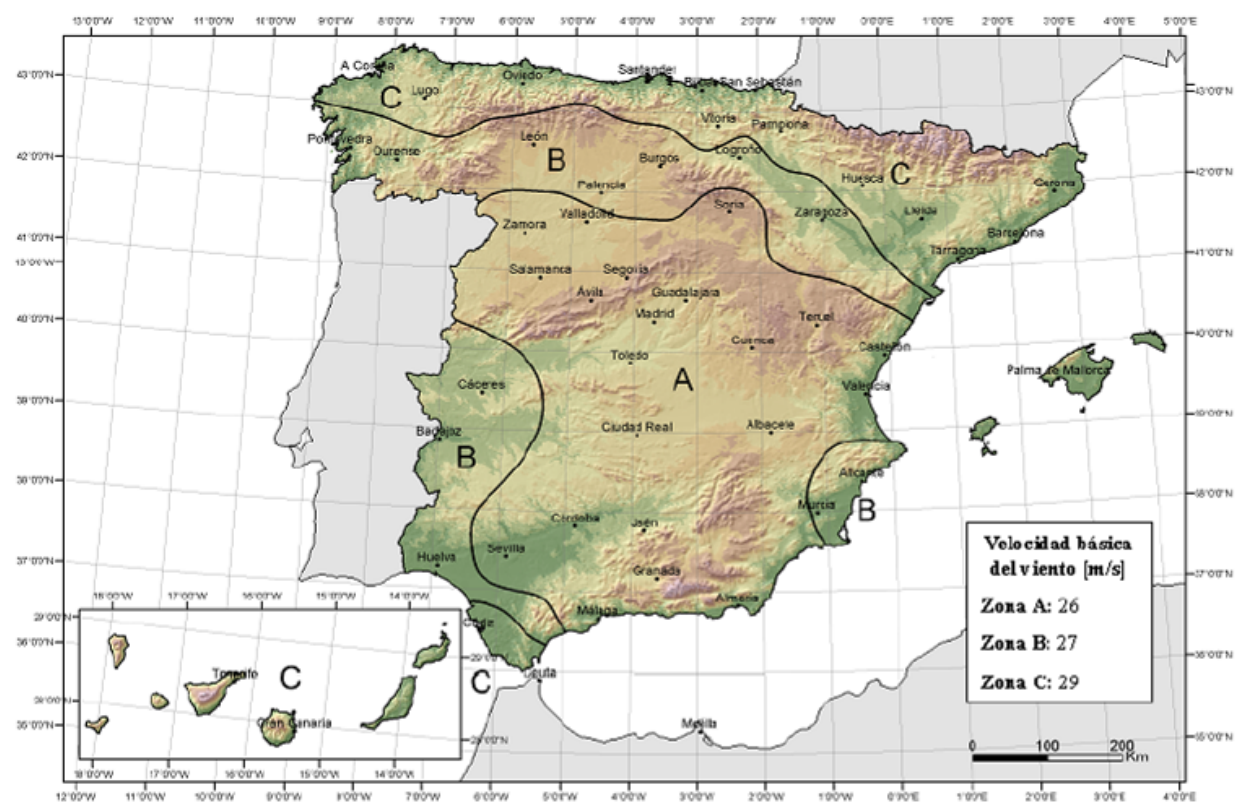
En la posición con el seguidor a la altura mínima, es decir a mediodía y con inclinación de 35°, éste mide 12,03m, por lo que en esta posición se puede dar por válido el valor tabulado de  $c_{e,35^\circ} = 3,1$ .

Cualquier inclinación intermedia entre los 35° y los 70° tendrá una altura entre los 12,03m y los 12,46m y por lo tanto, por simplicidad, se utilizará un único valor de coeficiente de exposición, este será el valor máximo entre todos los calculados,  $c_e = 3,11$ .

Por otro lado, según CTE, el valor básico de la presión dinámica del viento puede obtenerse con la expresión:

$$q_b = 0,5 \cdot \delta \cdot v_b^2$$

Siendo  $\delta$  la densidad del aire, que en general puede adoptarse el valor de 1,25kg/m<sup>3</sup>, y  $v_b$  el valor básico de la velocidad del viento, este último depende de la localización geográfica como se puede observar en la Figura 5.10.



**Figura 5.10. Valor básico de la velocidad del viento.**

El valor más desfavorable es el correspondiente a la zona C, 29m/s, y mediante la expresión de la



presión dinámica del viento, se obtiene un valor de presión dinámica del viento de:

$$q_b = 0,5 \cdot \delta \cdot v_b^2 = 0,5 \cdot 1,25 \text{ kg/m}^3 \cdot (29 \text{ m/s})^2 = 0,52 \text{ kN/m}^2$$

Ya se tiene dos de los factores fundamentales para calcular la acción del viento  $q_e = q_b \cdot c_e \cdot c_p$ .

Por último se calculará  $c_p$ , el coeficiente eólico o de presión exterior. Éste se calcula mediante las tablas del anexo D.3 del DB SE-AE del CTE [CTE, 2009] o bien mediante las tablas del apartado 7 de la norma EN 1991-1-4 del Eurocódigo [EUROCODIGO, 2007]. La primera norma muestra los coeficientes de presión neta que se utilizan para calcular los elementos de la cubierta, que no haría falta comprobar pues el fabricante de módulos asegura dicha resistencia, y para calcular las fijaciones de los mismos a la estructura, cuyo diseño se propone como futuro trabajo en el capítulo 8 de este PFC. Sin embargo el Eurocódigo, además de tabular los coeficientes de presión neta, también contiene los coeficientes globales de fuerza, empleados para el cálculo de las acciones sobre la estructura.

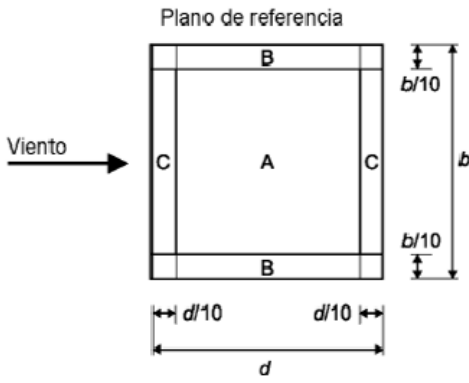
Al no ser normas específicas para seguidores solares, se debe buscar entre las formas de estructuras incluidas, cual es la que mejor se asemeja a el seguidor. Esta forma es la de marquesina, sin embargo, sólo se dan valores de coeficientes eólicos para marquesinas de 0° a 30° de inclinación, siendo la inclinación de la estructura aquí diseñada de 35° a 70°. Para entender que comportamiento tiene la estructura en este rango de inclinaciones se recurre a la norma que quedó derogada tras el CTE, la NBE-AE-88 [NBE, 1988].

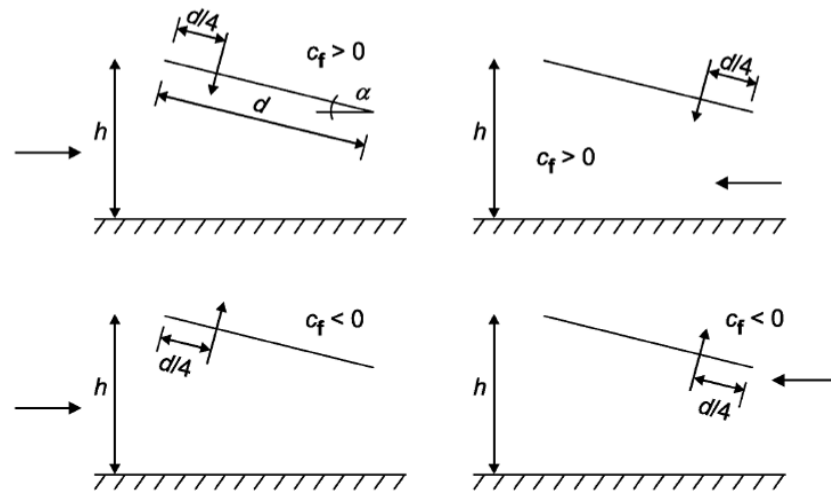
Tabla 5.5. Coeficientes eólicos según la norma derogada NBE-AE-88.

Tabla 5.4 Coeficiente eólico en planos y diedros exentos						
Angulo de incidencia del viento $\alpha$	Coeficiente eólico en:					
	Planos exentos Se calcularán los efectos más desfavorables con $\alpha \pm 10^\circ$		Diedros exentos Se calculará cada elemento en los casos más desfavorables			
	En el borde a barlovento $c_1$	En el borde a sotavento $c_2$	Caso I		Caso II	
			En el plano a barlovento $c_3$	En el plano a sotavento $c_4$	En el plano a barlovento $c_3$	En el plano a sotavento $c_4$
90° a 60°	1,2	1,2	1,2	0	0,8	0,4
50°	1,4	1,0	1,2	0	0,6	0,6
40°	1,6	0,8	1,2	0	0,4	0,8
30°	1,6	0,8	1,2	0	0,4	0,8
20°	1,2	0,4	1,0	0	0,2	0,8
10°	0,8	0	0,8	0	0	0,8
0°	0	0	0	0	0	0
Valores intermedios pueden interpolarse linealmente.						

El cálculo del coeficiente eólico según dicha norma se hace mediante la Tabla 5.5. En la Tabla 5.6 se incluye los coeficientes eólicos para marquesinas según eurocódigo y en la Figura 5.11 se muestra en que zona de la marquesina se encuentra el centro de fuerzas, que es donde se aplica la fuerza resultante de la acción del viento, también según eurocódigo.

**Tabla 5.6. Coeficientes eólicos según Eurocódigo.**

			Coeficientes de presión neta $c_{p,net}$ 		
Ángulo de la cubierta $\alpha$	Bloqueo $\varphi$	Coeficiente global de fuerza $c_f$	Zona A	Zona B	Zona C
0°	Valor máximo para cualquier $\varphi$	+ 0,2	+ 0,5	+ 1,8	+ 1,1
	Valor mínimo para $\varphi = 0$	- 0,5	- 0,6	- 1,3	- 1,4
	Valor mínimo para $\varphi = 1$	- 1,3	- 1,5	- 1,8	- 2,2
5°	Valor máximo para cualquier $\varphi$	+ 0,4	+ 0,8	+ 2,1	+ 1,3
	Valor mínimo para $\varphi = 0$	- 0,7	- 1,1	- 1,7	- 1,8
	Valor mínimo para $\varphi = 1$	- 1,4	- 1,6	- 2,2	- 2,5
10°	Valor máximo para cualquier $\varphi$	+ 0,5	+ 1,2	+ 2,4	+ 1,6
	Valor mínimo para $\varphi = 0$	- 0,9	- 1,5	- 2,0	- 2,1
	Valor mínimo para $\varphi = 1$	- 1,4	- 2,1	- 2,6	- 2,7
15°	Valor máximo para cualquier $\varphi$	+ 0,7	+ 1,4	+ 2,7	+ 1,8
	Valor mínimo para $\varphi = 0$	- 1,1	- 1,8	- 2,4	- 2,5
	Valor mínimo para $\varphi = 1$	- 1,4	- 1,6	- 2,9	- 3,0
20°	Valor máximo para cualquier $\varphi$	+ 0,8	+ 1,7	+ 2,9	+ 2,1
	Valor mínimo para $\varphi = 0$	- 1,3	- 2,2	- 2,8	- 2,9
	Valor mínimo para $\varphi = 1$	- 1,4	- 1,6	- 2,9	- 3,0
25°	Valor máximo para cualquier $\varphi$	+ 1,0	+ 2,0	+ 3,1	+ 2,3
	Valor mínimo para $\varphi = 0$	- 1,6	- 2,6	- 3,2	- 3,2
	Valor mínimo para $\varphi = 1$	- 1,4	- 1,5	- 2,5	- 2,8
30°	Valor máximo para cualquier $\varphi$	+ 1,2	+ 2,2	+ 3,2	+ 2,4
	Valor mínimo para $\varphi = 0$	- 1,8	- 3,0	- 3,8	- 3,6
	Valor mínimo para $\varphi = 1$	- 1,4	- 1,5	- 2,2	- 2,7
NOTA – los valores + indican una acción neta en sentido descendente los valores – indican una acción neta en sentido ascendente					



**Figura 5.11. Localización del centro de fuerzas en marquesinas a un agua, según CTE y Eurocodigo.**

Comparando, se puede concluir que la norma derogada, la NBE-AE-88, sólo contempla la opción de  $\varphi = 0$ , es decir una marquesina vacía por debajo, sin impedimentos para la circulación del aire y que esta norma tampoco tiene en cuenta el efecto de la succión.

Debido a la falta de una norma vigente que ofrezca coeficientes eólicos válidos para marquesinas entre  $35^\circ$  y  $70^\circ$  o estructuras similares al seguidor aquí diseñado, lo idóneo sería someter a un túnel de viento o a una simulación de fluidos la estructura, sin embargo, este análisis no se realiza en este proyecto, por tratarse de una tarea costosa en tiempo y por no ser objetivo principal del PFC. Sin embargo se propone como trabajo futuro en el capítulo 8.

Con todo lo razonado anteriormente, se decide utilizar CTE para el seguidor en  $35^\circ$ , aplicando los coeficientes eólicos como si estuviese a  $30^\circ$ . Para inclinaciones mayores la carga será menor por no haber efecto de succión, aun así y pese a estar derogada, se aplicará la norma NBE-AE-88 para el comprobar la estructura del seguidor en cualquier ángulo.

Como las acciones dependen de la inclinación de la estructura, se analizarán tres inclinaciones diferentes, a  $35^\circ$ ,  $50^\circ$  y  $70^\circ$ .

Para aplicar las cargas calculadas en este capítulo del PFC, se tiene en cuenta que se pueden dar diferentes casos de combinaciones posibles de dichas cargas.

- Caso 1. Peso propio
- Caso 2. Peso propio + viento de levantamiento
- Caso 3. Peso propio + viento de empuje contra el suelo
- Caso 4. Peso propio + nieve
- Caso 5. Peso propio + nieve + viento de levantamiento
- Caso 6. Peso propio + nieve + viento de empuje contra el suelo

A su vez estos 6 casos deberán ser analizados en las 3 inclinaciones,  $35^\circ$ ,  $50^\circ$  y  $70^\circ$ .

#### 5.4.- Resultados obtenidos por ANSYS y modificaciones respecto al diseño inicial

A continuación se incluyen los resultados obtenidos por el software de cálculo de estructuras mediante elementos finitos ANSYS. Todos los resultados obtenidos son comprobados para no superar la tensión límite.

La tensión límite que no debe superarse en ningún perfil viene dada por la tensión de plastificación dividida por un factor de seguridad que según CTE será de  $\gamma = 1,05$ .

En este PFC se escoge un acero estructural de tipo S275 cuya tensión de límite elástico y tensión de rotura son  $\sigma_y = 2,75 \cdot 10^8 \text{ N/m}^2$   $\sigma_u = 4,10 \cdot 10^8 \text{ N/m}^2$  respectivamente. Por lo tanto la tensión

límite que no ha de superarse es de  $\sigma_{\text{lim}} = \frac{2,75 \cdot 10^8}{1,05} = 2,62 \cdot 10^8 \text{ N/m}^2$ .

Otras de las propiedades que se han utilizado para el cálculo estructural son la densidad  $\rho = 7.850 \text{ kg/m}^3$ , el módulo de elasticidad  $E = 210 \cdot 10^9 \text{ N/m}^2$  y el coeficiente de Poisson  $\nu = 0,3$ .

El elemento finito utilizado es el Beam 3D elastic 4, porque la estructura está formada por vigas y pilares con perfiles normalizados. A su vez, este elemento permite diseñar la estructura como líneas y posteriormente, asignar a cada línea un perfil diferente, de forma que las pruebas con diferentes perfiles son mucho más rápidas que si se hiciera por superficies.

El mallado está formado por elementos con una longitud de 5cm.

El boceto de estructura diseñada en el capítulo 5.2 ha ido evolucionando según se iban aplicando cargas mayores y se observaba que la estructura no las aguantaba. Como resultado se obtiene la estructura de la Figura 5.13 donde todos los perfiles son de tipo IPE 500 con la siguiente sección y por lo tanto sus propiedades asociadas:

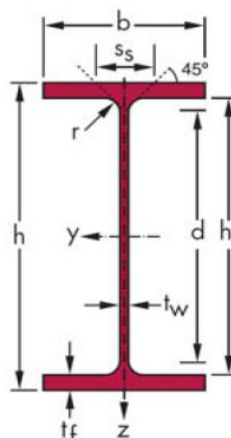


Figura 5.12 Sección del perfil IPE.

Evidentemente estos perfiles se pueden optimizar y se propone como futuro trabajo para reducir el coste de la máquina.

Merece la pena destacar que las vigas que soportan los módulos han tenido que ser reforzadas con celosías basadas en la de Howe puesto que eran capaces de soportar las cargas con las luces impuestas.

Por simplicidad de diseño de la estructura en los programas de cálculo, se ha decidido sustituir el cilindro hidráulico por una barra de longitud correspondiente a la que tendría el cilindro para situar el seguidor a la inclinación deseada. Al ver los esfuerzos que soporta esta barra, se podrá dimensionar el cilindro hidráulico en el capítulo 5.5.

Casos con los módulos fotovoltaicos inclinados a 35°:

- Caso 1. Peso propio

Cargas:

El peso propio es el mismo en todos los casos, teniendo una densidad de  $7850\text{kg/m}^3$  para el acero y una fuerza lineal  $P_{g.m.} = \frac{18,6\text{kg} \cdot 9,8\text{m/s}^2}{2 \cdot 1,046\text{m}} = 87,13\text{N/m}$  producida por el peso de los módulos por cada unidad de longitud de viga que lo soporta. Esta carga se incluirá en todos los casos aunque solo se especifique su valor en este primer caso.

Resultados:

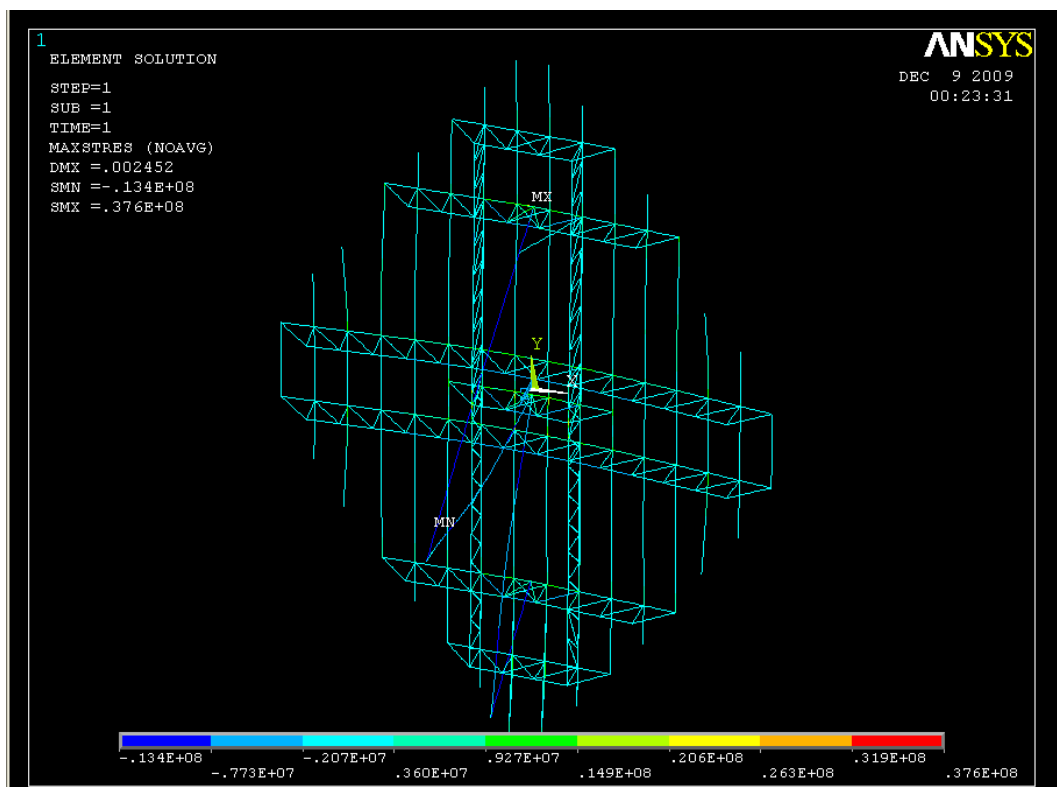


Figura 5.13. Estado tensional de la estructura del seguidor en el caso 1 con una inclinación de 35°.

Con esta configuración, como se observa en la Figura 5.13, se obtiene una tensión máxima de  $\sigma_{\max} = 3,76 \cdot 10^7 \text{ N/m}^2$ . El resultado es menor que la  $\sigma_{\lim} = 2,62 \cdot 10^8 \text{ N/m}^2$  y por lo tanto es válida.

- Caso 2. Peso propio + viento de levantamiento

Cargas:

Si se considera que el seguidor está vacío por debajo, que es el caso más desfavorable, se tiene que  $\varphi = 0$  y, por lo tanto, la carga debida al viento de levantamiento según CTE sería:

$$q_e = q_b \cdot c_e \cdot c_p = 0,52 \text{ kN/m}^2 \cdot 3,11 \cdot 1,8 = 2,91 \text{ kN/m}^2$$

La localización de centro de fuerzas, como indica la Figura 5.11 es de  $\frac{1}{4}$  de la longitud del seguidor desde el borde de barlovento. Esto implica que habrá dos casos, según sople el viento por el borde de mayor o menor altura. Como no todas las vigas son igual de largas, éstas no soportan la misma cantidad de módulos y por tanto no incide la misma fuerza sobre ellas. A continuación se indica la fuerza resultante en cada viga en función de la cantidad de módulos que soporta, de mayor cantidad a menor:

$$q_{e.p.} = \frac{2,91 \text{ kN/m}^2 \cdot 18 \cdot (1,046 \cdot 1,559) \text{ m}^2}{2} = 42.708 \text{ N}$$

$$q_{e.p.} = \frac{2,91 \text{ kN/m}^2 \cdot 16 \cdot (1,046 \cdot 1,559) \text{ m}^2}{2} = 37.963 \text{ N}$$

$$q_{e.p.} = \frac{2,91 \text{ kN/m}^2 \cdot 14 \cdot (1,046 \cdot 1,559) \text{ m}^2}{2} = 33.218 \text{ N}$$

$$q_{e.p.} = \frac{2,91 \text{ kN/m}^2 \cdot 12 \cdot (1,046 \cdot 1,559) \text{ m}^2}{2} = 28.472 \text{ N}$$

$$q_{e.p.} = \frac{2,91 \text{ kN/m}^2 \cdot 10 \cdot (1,046 \cdot 1,559) \text{ m}^2}{2} = 23.727 \text{ N}$$

$$q_{e.p.} = \frac{2,91 \text{ kN/m}^2 \cdot 7 \cdot (1,046 \cdot 1,559) \text{ m}^2}{2} = 16.609 \text{ N}$$

$$q_{e.p.} = \frac{2,91 \text{ kN/m}^2 \cdot 5 \cdot (1,046 \cdot 1,559) \text{ m}^2}{2} = 11.863 \text{ N}$$

$$q_{e.p.} = \frac{2,91 \text{ kN/m}^2 \cdot 2 \cdot (1,046 \cdot 1,559) \text{ m}^2}{2} = 4.745 \text{ N}$$

Resultados:

Si el viento ataca por el borde de mayor altura, se estaría en el caso descrito en la Figura 5.11 por el esquema inferior de la izquierda. Con esta configuración se obtiene una tensión máxima de  $\sigma_{\max} = 6,07 \cdot 10^7 \text{ N/m}^2$ . El resultado es menor que la  $\sigma_{\lim} = 2,62 \cdot 10^8 \text{ N/m}^2$  y por lo tanto es

válida.

Si el viento ataca por el borde de menor altura, se estaría en el caso descrito en la Figura 5.11 por el esquema inferior de la derecha. Con esta configuración se obtiene una tensión máxima de  $\sigma_{\max} = 6,76 \cdot 10^7 \text{ N/m}^2$ . El resultado es menor que la  $\sigma_{\lim} = 2,62 \cdot 10^8 \text{ N/m}^2$  y por lo tanto es válida.

- Caso 3. Peso propio + viento de empuje contra el suelo

Cargas:

El viento de empuje contra el suelo según CTE ejerce una fuerza superficial sobre el módulo de  $q_e = q_b \cdot c_e \cdot c_p = 0,52 \text{ kN/m}^2 \cdot 3,11 \cdot 1,2 = 1,94 \text{ kN/m}^2$ , que se traslada a las vigas en función de cuanta superficie de módulos soporta cada viga y aplicándola a una distancia de un cuarto de la su longitud desde el borde de barlovento. A continuación se indica la fuerza resultante en cada viga en función de la cantidad de módulos que soporta, de mayor cantidad a menor:

$$q_{e.p.} = \frac{1,94 \text{ kN/m}^2 \cdot 18 \cdot (1,046 \cdot 1,559) \text{ m}^2}{2} = 28.472 \text{ N}$$

$$q_{e.p.} = \frac{1,94 \text{ kN/m}^2 \cdot 16 \cdot (1,046 \cdot 1,559) \text{ m}^2}{2} = 25.309 \text{ N}$$

$$q_{e.p.} = \frac{1,94 \text{ kN/m}^2 \cdot 14 \cdot (1,046 \cdot 1,559) \text{ m}^2}{2} = 22.145 \text{ N}$$

$$q_{e.p.} = \frac{1,94 \text{ kN/m}^2 \cdot 12 \cdot (1,046 \cdot 1,559) \text{ m}^2}{2} = 18.982 \text{ N}$$

$$q_{e.p.} = \frac{1,94 \text{ kN/m}^2 \cdot 10 \cdot (1,046 \cdot 1,559) \text{ m}^2}{2} = 15.818 \text{ N}$$

$$q_{e.p.} = \frac{1,94 \text{ kN/m}^2 \cdot 7 \cdot (1,046 \cdot 1,559) \text{ m}^2}{2} = 11.073 \text{ N}$$

$$q_{e.p.} = \frac{1,94 \text{ kN/m}^2 \cdot 5 \cdot (1,046 \cdot 1,559) \text{ m}^2}{2} = 7.909 \text{ N}$$

$$q_{e.p.} = \frac{1,94 \text{ kN/m}^2 \cdot 2 \cdot (1,046 \cdot 1,559) \text{ m}^2}{2} = 3.164 \text{ N}$$

Resultados:

Si el viento ataca por el borde de mayor altura, se estaría en el caso descrito en la Figura 5.11 por el esquema superior de la izquierda. Con esta configuración se obtiene una tensión máxima de  $\sigma_{\max} = 7,28 \cdot 10^7 \text{ N/m}^2$ . El resultado es menor que la  $\sigma_{\lim} = 2,62 \cdot 10^8 \text{ N/m}^2$  y por lo tanto es válida.

Si el viento ataca por el borde de menor altura, se estaría en el caso descrito en la Figura 5.11 por el esquema superior de la derecha. Con esta configuración se obtiene una tensión máxima de

$\sigma_{\max} = -5,70 \cdot 10^7 \text{ N/m}^2$ . El resultado es menor, en valor absoluto, que la  $\sigma_{\lim} = 2,62 \cdot 10^8 \text{ N/m}^2$  y por lo tanto es válida.

- Caso 4. Peso propio + nieve

Cargas:

La carga de nieve, en la dirección de la gravedad, por unidad de superficie en proyección horizontal para una inclinación de  $35^\circ$ ,  $\mu = \frac{60^\circ - 35^\circ}{60^\circ - 30^\circ} = 0,83$ , es  $q_n = 1,2 \cdot \mu \cdot s_k = 1,2 \cdot 0,83 \cdot 9,3 \text{ kN/m}^2 = 9,26 \text{ kN/m}^2$ . La superficie de captación en proyección horizontal de un módulo es  $S = 1,046 \text{ m} \cdot 1,559 \text{ m} \cdot \cos(35^\circ) = 1,336 \text{ m}^2$ , por lo tanto, cada viga que soporta los módulos, tiene una carga lineal de  $q_{n.l.} = \frac{9,26 \text{ kN/m}^2 \cdot 1,336 \text{ m}^2}{2 \cdot 1,046 \text{ m}} = 5.913 \text{ N/m}$ .

Por otro lado, la carga lineal en el borde de la superficie debida a la formación de hielo de captación es  $p_n = 3 \text{ m} \cdot \mu^2 \cdot s_k = 3 \text{ m} \cdot 0,83^2 \cdot 9,3 \text{ kN/m}^2 = 19,22 \text{ kN/m}$  que se puede aplicar en el borde de las vigas que soportan los módulos como una carga puntual de  $p_{n.p.} = 3 \text{ m} \cdot \mu^2 \cdot s_k = \frac{19,22 \text{ kN/m} \cdot 1,559 \text{ m}}{2} = 14.982 \text{ N}$ .

Resultados:

Con esta configuración se obtiene una tensión máxima de  $\sigma_{\max} = 1,68 \cdot 10^8 \text{ N/m}^2$ . El resultado es menor que la  $\sigma_{\lim} = 2,62 \cdot 10^8 \text{ N/m}^2$  y por lo tanto es válida.

- Caso 5. Peso propio + nieve + viento de levantamiento

Cargas:

La carga de nieve es la misma que en el caso 4 y la de viento es la misma que en el caso 2, por tener el mismo ángulo de inclinación.

Resultados:

Si el viento ataca por el borde de mayor altura, se estaría en el caso descrito en la Figura 5.11 por el esquema inferior de la izquierda. Con esta configuración se obtiene una tensión máxima de  $\sigma_{\max} = 6,37 \cdot 10^7 \text{ N/m}^2$ . El resultado es menor que la  $\sigma_{\lim} = 2,62 \cdot 10^8 \text{ N/m}^2$  y por lo tanto es válida.

Si el viento ataca por el borde de menor altura, se estaría en el caso descrito en la Figura 5.11 por el esquema inferior de la derecha. Con esta configuración se obtiene una tensión máxima de



$\sigma_{\max} = 8,61 \cdot 10^7 \text{ N/m}^2$ . El resultado es menor que la  $\sigma_{\lim} = 2,62 \cdot 10^8 \text{ N/m}^2$  y por lo tanto es válida.

- Caso 6. Peso propio + nieve + viento de empuje contra el suelo

Cargas:

La carga de nieve es la misma que en el caso 4 y la de viento es la misma que en el caso 3, por tener el mismo ángulo de inclinación.

Resultados:

Si el viento ataca por el borde de mayor altura, se estaría en el caso descrito en la Figura 5.11 por el esquema superior de la izquierda. Con esta configuración se obtiene una tensión máxima de  $\sigma_{\max} = 1,16 \cdot 10^8 \text{ N/m}^2$ . El resultado es menor que la  $\sigma_{\lim} = 2,62 \cdot 10^8 \text{ N/m}^2$  y por lo tanto es válida.

Si el viento ataca por el borde de menor altura, se estaría en el caso descrito en la Figura 5.11 por el esquema superior de la derecha. Con esta configuración se obtiene una tensión máxima de  $\sigma_{\max} = 9,01 \cdot 10^7 \text{ N/m}^2$ . El resultado es válido por ser menor que la  $\sigma_{\lim} = 2,62 \cdot 10^8 \text{ N/m}^2$ .

Casos con los módulos fotovoltaicos inclinados a 50°:

- Caso 1. Peso propio

Cargas:

Estas cargas están explicadas en este mismo apartado, en el caso 1 con inclinación a 35°. No dependen de la inclinación. Aunque las tensiones que provocan si que son diferentes.

Resultados:

Con esta configuración se obtiene una tensión máxima de  $\sigma_{\max} = 7,31 \cdot 10^7 \text{ N/m}^2$ . El resultado es menor que la  $\sigma_{\lim} = 2,62 \cdot 10^8 \text{ N/m}^2$  y por lo tanto es válida.

- Caso 2. Peso propio + viento de levantamiento

Cargas:

Según la norma NBE-AE-88, la sobrecarga unitaria es  $p = c \cdot w$ , donde  $w$  es la presión dinámica del viento  $w = 100 \text{ kg/m}^2 = 980 \text{ Pa}$  y  $c$  el coeficiente eólico, que con una inclinación de 50°, se tienen  $c_1 = 1,4$  y  $c_2 = 1,0$  a barlovento y sotavento respectivamente. Según la Tabla 5.5, el borde

de barlovento será el de menor altura.

Resultados:

Con esta configuración se obtiene una tensión máxima de  $\sigma_{\max} = -1,97 \cdot 10^8 \text{ N/m}^2$ . El resultado, en valor absoluto, es menor que la  $\sigma_{\lim} = 2,62 \cdot 10^8 \text{ N/m}^2$  y por lo tanto es válida.

- Caso 3. Peso propio + viento de empuje contra el suelo

Cargas:

Según la norma NBE-AE-88, las cargas son las mismas que en el caso 2 pero en sentido contrario. Ver la Tabla 5.5.

Resultados:

Con esta configuración se obtiene una tensión máxima de  $\sigma_{\max} = -2,17 \cdot 10^8 \text{ N/m}^2$ . El resultado, en valor absoluto, es menor que la  $\sigma_{\lim} = 2,62 \cdot 10^8 \text{ N/m}^2$  y por lo tanto es válida.

- Caso 4. Peso propio + nieve

Cargas:

La carga de nieve por unidad de superficie en proyección horizontal para una inclinación de  $50^\circ$ ,  $\mu = \frac{60^\circ - 50^\circ}{60^\circ - 30^\circ} = 0,33$ , es  $q_n = 1,2 \cdot \mu \cdot s_k = 1,2 \cdot 0,33 \cdot 9,3 \text{ kN/m}^2 = 3,68 \text{ kN/m}^2$ . La superficie de captación en proyección horizontal de un módulo es  $S = 1,046 \text{ m} \cdot 1,559 \text{ m} \cdot \cos(50^\circ) = 1,048 \text{ m}^2$ , por lo tanto, cada viga que soporta los módulos, tiene una carga lineal de  $q_{n.l.} = \frac{3,68 \text{ kN/m}^2 \cdot 1,048 \text{ m}^2}{2 \cdot 1,046 \text{ m}} = 1.932 \text{ N/m}$ .

Por otro lado, la carga lineal en el borde de la superficie de captación debida a la formación de hielo es  $p_n = 3 \text{ m} \cdot \mu^2 \cdot s_k = 3 \text{ m} \cdot 0,33^2 \cdot 9,3 \text{ kN/m}^2 = 3,04 \text{ kN/m}$  que se puede aplicar en el borde de las vigas que soportan los módulos como una carga puntual de  $p_{n.p.} = 3 \text{ m} \cdot \mu^2 \cdot s_k = \frac{3,04 \text{ kN/m} \cdot 1,559 \text{ m}}{2} = 2.370 \text{ N}$ .

Resultados:

Con esta configuración se obtiene una tensión máxima de  $\sigma_{\max} = 8,14 \cdot 10^7 \text{ N/m}^2$ . El resultado es menor que la  $\sigma_{\lim} = 2,62 \cdot 10^8 \text{ N/m}^2$  y por lo tanto es válida.

- Caso 5. Peso propio + nieve + viento de levantamiento

Cargas:

La carga de nieve es la misma que en el caso 4 y la de viento es la misma que en el caso 2, por tener el mismo ángulo de inclinación.

Resultados:

Con esta configuración se obtiene una tensión máxima de  $\sigma_{\max} = -2,03 \cdot 10^8 \text{ N/m}^2$ . El resultado, en valor absoluto, es menor que la  $\sigma_{\lim} = 2,62 \cdot 10^8 \text{ N/m}^2$  y por lo tanto es válida.

- Caso 6. Peso propio + nieve + viento de empuje contra el suelo

Cargas:

La carga de nieve es la misma que en el caso 4 y la de viento es la misma que en el caso 3, por tener el mismo ángulo de inclinación.

Resultados:

Con esta configuración se obtiene una tensión máxima de  $\sigma_{\max} = -2,21 \cdot 10^8 \text{ N/m}^2$ . El resultado, en valor absoluto, es menor que la  $\sigma_{\lim} = 2,62 \cdot 10^8 \text{ N/m}^2$  y por lo tanto es válida.

Casos con los módulos fotovoltaicos inclinados a  $70^\circ$ , hay que tener en cuenta que a partir de  $60^\circ$  la carga de nieve no se tienen en cuenta:

- Caso 1. Peso propio

Cargas:

Explicadas en este mismo apartado, en el caso 1 con inclinación a  $35^\circ$ .

Resultados:

Con esta configuración se obtiene una tensión máxima de  $\sigma_{\max} = -1,69 \cdot 10^8 \text{ N/m}^2$ . El resultado, en valor absoluto, es menor que la  $\sigma_{\lim} = 2,62 \cdot 10^8 \text{ N/m}^2$  y por lo tanto es válida.

- Caso 2. Peso propio + viento de levantamiento

Cargas:

Según la norma NBE-AE-88, con una inclinación de  $70^\circ$ , se tienen unos coeficientes eólicos de  $c_1 = 1,2$  y  $c_2 = 1,2$  a barlovento y sotavento respectivamente. La sobrecarga unitaria es  $p = c \cdot w$ , donde  $w$  es la presión dinámica del viento  $w = 100 \text{ kg/m}^2 = 980 \text{ Pa}$ .

Resultados:

Con esta configuración se obtiene una tensión máxima de  $\sigma_{\max} = -5,21 \cdot 10^8 \text{ N/m}^2$ . El resultado, en valor absoluto, es mayor que la  $\sigma_{\lim} = 2,62 \cdot 10^8 \text{ N/m}^2$  y por lo tanto no sería válida, pero si se analiza la localización de dicha tensión, señalada en azul oscuro y con la etiqueta MN en la Figura 5.14, esta se encuentra en la base del pilar más alto y por lo tanto se considera admisible pues esta zona del seguidor es fácilmente reforzable.

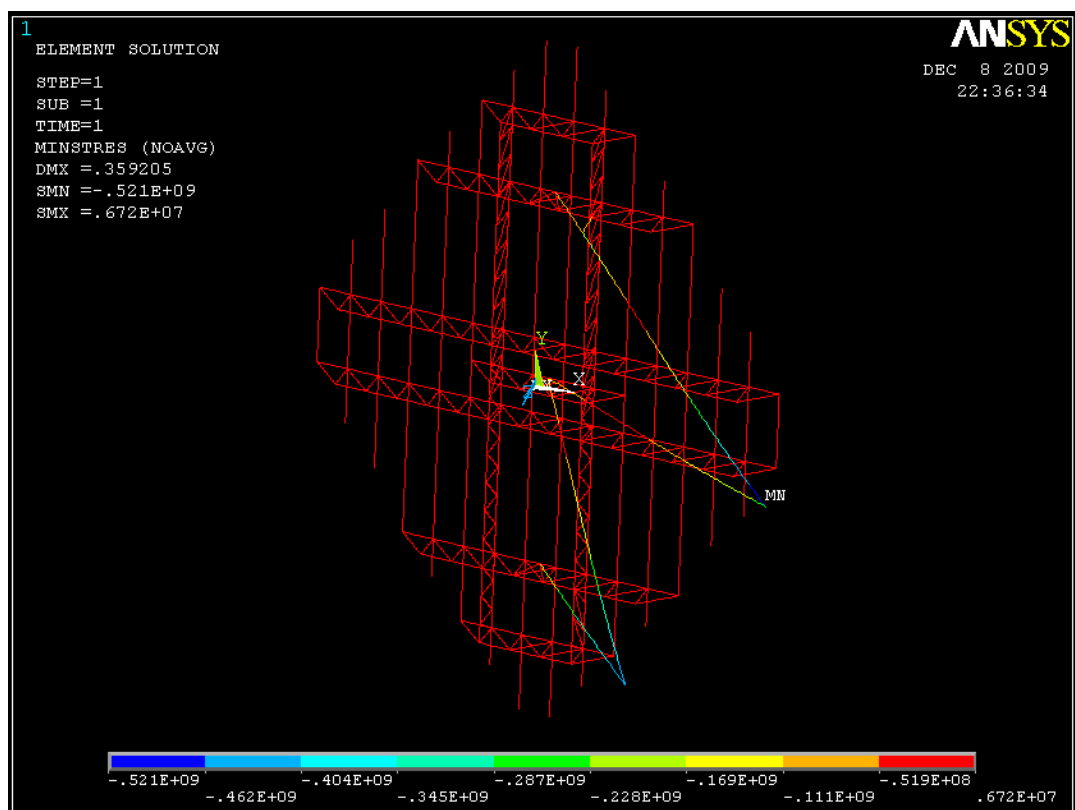


Figura 5.14. Representación de las tensiones negativas máximas para el caso 2 con una inclinación de  $70^\circ$ .

- Caso 3. Peso propio + viento de empuje contra el suelo

Cargas:

Según la norma NBE-AE-88, las cargas son las mismas que en el caso 2 pero en sentido contrario. Ver Tabla 5.5.

Resultados:

Con esta configuración se obtiene una tensión máxima de  $\sigma_{\max} = -6,99 \cdot 10^8 \text{ N/m}^2$ . El resultado, en valor absoluto, es mayor que la  $\sigma_{\lim} = 2,62 \cdot 10^8 \text{ N/m}^2$  y por lo tanto no es válida, pero sucede lo mismo que en el caso 2, esta tensión se encuentra en la base del pilar, en este caso en el pilar más bajo. Por este motivo, es fácilmente reforzable para soportar las tensiones.

### 5.5.- Dimensionamiento de actuadores y otros elementos

En este apartado determina razonadamente que actuadores se van utilizar.

Tipos de actuadores que se pueden utilizar en función de su eje de acción:

- Lineales. Se encargan de desplazar una parte del actuador en una dirección respecto de otra de referencia.
- Rotacionales. Se encargan de los que hacen girar una parte del actuador respecto a la parte de referencia.

Tipos de actuadores en función de la fuerza que los mueve:

- Neumáticos. Los actuadores neumáticos son los que utilizan compresores de aire para ejercer una presión entre dos superficies móviles entre sí. Lo más común es que se traten de cilindros hidráulicos.
- Mecánicos. Generalmente son los que transforman la energía eléctrica en energía mecánica mediante motores rotacionales. Normalmente son martinets o tornillos sin fin para actuadores lineales y engranajes para movimientos rotacionales.
- Hidráulicos. Son los actuadores que utilizan la presión de un fluido líquido, generalmente aceite, para producir el movimiento relativo entre dos superficies. La presión del fluido la proporciona una bomba hidráulica.

Lo más común en los seguidores solares del mercado es que utilicen un actuador lineal para el seguimiento cenital, es decir, para variar la inclinación, y otro rotacional para el seguimiento azimutal, es decir, para rotar del este al oeste pasando por el sur.

Para realizar el giro, generalmente se utiliza una corona mecánica, sin embargo, ésta es muy cara y requiere de un mayor mantenimiento. Por este motivo, uno de los mayores fabricantes de seguidores solares ha realizado innovaciones de modo que sustituye la parte mecánica por accionamientos hidráulicos sobre una corona sin engranajes.

Para realizar el cambio de inclinación se suele utilizar un actuador lineal actuando a cierta distancia del eje de giro. En muchas ocasiones este actuador es un cilindro hidráulico, mientras que en los seguidores más pequeños es común utilizar un tornillo sin fin.

Para el seguidor diseñado en este PFC, debido a que el área de módulos por seguidor será de

137m<sup>2</sup>, equivalente a 84 módulos fotovoltaicos, los esfuerzos a los que están sometidos los actuadores son grandes.

Los actuadores de tipo neumático no son capaces de vencer las fuerzas debidas a las acciones atmosféricas sobre dicha superficie por ser demasiado grandes.

Los actuadores de tipo mecánico son más caros que los hidráulicos a medida que aumenta la fuerza que tienen que desarrollar. Por este motivo los actuadores deben ser de tipo hidráulico.

Por otro lado se prefieren actuadores lineales frente a los actuadores de tipo rotacional puesto que las coronas de engranajes diseñadas para soportar grandes esfuerzos son muy caras, además de un mantenimiento más complicado.

Puesto que el tipo de seguimiento lo permite, se elige, como único actuador, un cilindro hidráulico.

Para el dimensionamiento de la bomba y cilindro hidráulico, hay que utilizar el caso en el que la viga que sustituye al cilindro hidráulico sufre mayores esfuerzos en el análisis de elementos finitos. Estos esfuerzos son los que el cilindro podrá soportar parado, sin embargo, no suele coincidir con los esfuerzos capaces de desarrollar en movimiento, por este motivo, el cilindro hidráulico debe estar sobredimensionado para permitir poner al seguidor en posición segura cuando el velocímetro mida que hay fuertes rachas de viento.

Si se analizan los resultados de ANSYS, se puede concluir que la longitud mínima y máxima que ha de alcanzar el cilindro hidráulico para poder alcanzar las posiciones de 70° son 0.86m y 2,24m respectivamente. Al ser la dimensión máxima más del doble de larga que la dimensión mínima, el cilindro hidráulico tiene que ser de tipo telescópico.

En el capítulo 8 se propone como futuro trabajo el cálculo de los rodamientos del eje de giro, las uniones entre perfiles y demás elementos necesarios para el correcto funcionamiento de la estructura del seguidor.

## 5.6.- Cimentación y puesta a tierra

La cimentación es fundamental para el soporte de la estructura del seguidor. Es necesario realizarla de forma correcta para que la estructura no sufra por cargas del terreno, también para evitar desplazamientos de la estructura, así como el vuelco de la misma.

Los tipos más comunes de cimentación son:.

- Cimentación directa o en superficie. Es la que utiliza zapatas aisladas, combinadas o corridas a poca profundidad bajo la superficie.
- Cimentación en profundidad o sobre pilotes. Esta cimentación incluye varios tipos, estos son de hormigón “in situ”, de hormigón prefabricado, de acero hincado o de madera.
- Cimentación sobre tornillos. Esta cimentación es una variante de la cimentación sobre

pilotes de acero hincado, diferenciándose en la sección del perfil hincado, siendo estos similares a unos tornillos de grandes dimensiones, frente a los perfiles en doble U o en H del acero hincado. Esta diferencia de sección permite tener mejor comportamiento frente a extracción, característica importante cuando el viento produce un efecto de levantamiento de la estructura.

De los cuatro tipos citados, el más utilizado para seguidores solares, es el de cimentación directa con zapatas aisladas, es decir una gran zapata aislada de hormigón que soporta todo la estructura. Sin embargo, gracias al gran crecimiento del sector fotovoltaico, se está extendiendo el uso de cimentación sobre tornillos, por ser más rápido de realizar en obra y también más barato.



**Figura 5.15. Sistema integral de anclaje al terreno mediante tornillos del fabricante Kit Energy.**

En la Figura 5.15 se observa dos modelos de estos tornillos de anclaje, además de ser más rápidos y baratos, permiten evitar los problemas de pequeños desniveles del terreno, no necesitan del acondicionamiento del terreno y son más fáciles de desinstalar al final de la vida útil de la planta fotovoltaica, en comparación con las zapatas de hormigón.

En este apartado no se incluye el cálculo de la cimentación, pues se propone como futuro trabajo en el capítulo correspondiente.

Por otro lado, otro componente importante de la planta eléctrica es la puesta a tierra del sistema.

Las normas indican que la instalación debe tener una toma a tierra diferente de la proporcionada por la compañía distribuidora de electricidad. Por esta razón, es necesario que los módulos, así como los inversores y demás aparatos eléctricos estén conectados a una toma de tierra, aunque la estructura del seguidor sea de acero.

Estos cables de toma a tierra, se unirán a un conductor de cobre desnudo, con una pica de acero



hincada al menos a 2m de profundidad. A su vez se unirán las puestas a tierra de los seguidores mediante un conductor de cobre desnudo subterráneo.

### **5.7.- Protección contra la corrosión**

La corrosión puede estar producida por ácidos, sales fundidas, estructuras enterradas, etc. En este proyecto, el medio que lo produce es fundamentalmente atmosférico.

A parte del ambiente, el material del que está formada la estructura es el otro factor más importante.

Tipos de posibles materiales para la estructura:

- Acero.
- Aluminio.

El aluminio se protege mediante una fina capa de óxido que le protege frente al avance de la corrosión. Sin embargo el acero se ve fuertemente afectado por la corrosión, produciendo pérdidas de material y zonas más débiles frente a esfuerzos mecánicos.

Por otro lado, el acero tiene propiedades mecánicas mucho mejores y un coste más bajo, lo que hace que en este proyecto, y en la mayoría de los seguidores del mercado, se opte por estructuras de acero.

Distintos métodos de protección del acero frente a la corrosión de tipo atmosférica.

- Acero galvanizado en caliente. La galvanización es una forma conocida de protección catódica, que consiste en cubrir un metal con zinc para que éste se corroa primero. Lo que se hace es convertir al zinc en un ánodo de sacrificio, porque él ha de corroerse antes que la pieza metálica protegida. Para recubrir el acero, las piezas se introducen en el crisol que está lleno de metal fundido formado principalmente por zinc. Cuanto más tiempo esté la pieza en el crisol, mayor será el espesor de la capa protectora.
- Acero galvanizado en frío. Al igual que el galvanizado en caliente, se utiliza zinc para proteger frente a la corrosión. La principal diferencia es que en este método, la capa de zinc se aplica con pistola, rodillo o brocha, se hace en frío y se necesitan mayores cantidades de galvanizado para proteger lo mismo que el hecho en caliente.
- Pinturas de protección antioxidante. Estas pinturas suelen utilizarse en lugares con ambientes poco agresivos como los interiores de edificios. Su capacidad protectora es baja y tiene que ser repuesta con frecuencia.
- Acero inoxidable. Se trata de aleaciones de acero con cromo y níquel que son resistentes a la mayoría de los ambientes agresivos.

El galvanizado tiene como principales ventajas el bajo coste versus vida útil y la facilidad para ser inspeccionado. Como la vida útil de esta instalación es corta, se escoge como método de

protección el galvanizado en caliente de modo que la profundidad de la capa protectora sea suficiente para evitar la corrosión durante 25 años.

Un ambiente muy agresivo, como lo es un ambiente industrial de mucha humedad o un ambiente costero de elevada salinidad, supone una corrosión de  $6\mu\text{m}$  de zinc al año, lo que indica que con un espesor de  $150\mu\text{m}$  se asegura una buena protección durante toda la vida útil de la planta eléctrica en toda la península ibérica.

La mayoría de los módulos fotovoltaicos tienen un marco de aluminio para soportar sus elementos internos y para servir de enganche con la estructura. Al tener el acero galvanizado diferente electronegatividad, si se ponen en contacto directo se produce una pequeña pila que puede acelerar el proceso de corrosión. Esto se puede evitar separándolos con arandelas de plástico. Las mismas precauciones han de tenerse con el cilindro hidráulico y otros componentes que no sean de acero galvanizado.

### 5.8.- Mantenimiento

El mantenimiento de la instalación es fundamental para conseguir que la misma alcance una vida útil de al menos 25 años.

El mantenimiento se puede clasificar como preventivo y correctivo.

El mantenimiento preventivo en instalaciones fotovoltaicas es muy sencillo si la puesta en marcha se hizo de forma correcta. Básicamente, éste consiste en:

- seguimiento de la producción eléctrica mediante software, detectando producciones anómalas globales o de algún seguidor en particular, esto sirve para detectar malos funcionamientos, robos, etc.,
- limpieza periódica de los módulos para prevenir la caída de producción eléctrica,
- sustitución de aceites y lubricantes para los actuadores, así como para los ejes de giro, en los periodos indicados por el fabricante,
- inspección visual de la protección galvánica, es decir, observar si existen desconchones en el metal y de ser así, aplicar pinturas anticorrosión,
- las mediciones de voltajes, intensidades y potencias en distintos puntos de la instalación, también pueden preveer fallos del sistema [CENSOLAR, 2009].

El mantenimiento correctivo, es aquel que hace falta cuando se avería algún componente. Lo más común son los fallos y reparaciones de inversores y las roturas de módulos fotovoltaicos. Es importante que este mantenimiento permita la reposición de los elementos averiados en cortos plazos de tiempo, para eso se debe exigir al fabricante que disponga de modelos en almacén por si hicieran falta.

Una parada de la planta de varios días, puede suponer unas pérdidas de ingresos muy

significativas. Por suerte, el uso de inversores diferentes para cada seguidor hace que, si se avería un componente del seguidor, los demás seguidores no se verán afectados.

## 6.- Viabilidad económica del proyecto

Con la estimación de precios de mercado se realiza una comparación de la rentabilidad de los diferentes tipos de plantas fotovoltaicas. Los costes aquí reflejados son únicamente orientativos.

El R.D. 1578/2008 indica que los ingresos recibidos por la energía generada son de 0,32€/kWh durante los primeros 25 años de vertido de energía.

Para calcular la energía vertida a la red, se tomará los datos para el emplazamiento de mayor irradiación de la Tabla 4.1, es decir Huelva.

-Ingresos para instalaciones fijas con orientación óptima

$$I_{\text{fijas}} = 0,00032\text{€/Wh} \cdot 4,052\text{Wh}/(\text{día} \cdot \text{Wp}) \cdot 365\text{días/año} = 0,473\text{€/}(\text{año} \cdot \text{Wp})$$

-Ingresos para instalaciones de seguimiento a 2 ejes

$$I_{\text{2ejes}} = 0,00032\text{€/Wh} \cdot 6,381\text{Wh}/(\text{día} \cdot \text{Wp}) \cdot 365\text{días/año} = 0,738\text{€/}(\text{año} \cdot \text{Wp})$$

-Ingresos para instalaciones de seguimiento a 1 eje polar

$$I_{\text{polar}} = 0,00032\text{€/Wh} \cdot 6,170\text{Wh}/(\text{día} \cdot \text{Wp}) \cdot 365\text{días/año} = 0,721\text{€/}(\text{año} \cdot \text{Wp})$$

Con los ingresos se puede calcular la rentabilidad como se indica en la Tabla 6.1.

**Tabla 6.1. Rentabilidad de las tres configuraciones a estudio en Huelva.**

	E. Fija	2 Ejes	Polar	Unidades
<b>Costes iniciales</b>				
Módulo fotov. + instalación	2,3	2,35	2,35	€/Wp
Inversor + instalación	0,35	0,45	0,45	€/Wp
Resto de la instalación eléctrica	0,7	1,1	1,05	€/Wp
Estructura + cimentación + instalación	0,5	1,5	0,9	€/Wp
Ingeniería + seguridad + administración + monitorización + terreno	0,2	0,35	0,25	€/Wp
<b>Total (con IVA)</b>	<b>4,05</b>	<b>5,75</b>	<b>5</b>	<b>€/Wp</b>
<b>Costes anuales (mantenimiento y seguro)</b>	<b>0,022</b>	<b>0,028</b>	<b>0,026</b>	<b>€/Wp*año</b>
<b>Ingresos anuales</b>	<b>0,473</b>	<b>0,745</b>	<b>0,721</b>	<b>€/Wp*año</b>
<b>Periodo de retorno (PR o payback)</b>	<b>9,0</b>	<b>8,0</b>	<b>7,2</b>	<b>años</b>
<b>TIR</b>	<b>9,1%</b>	<b>10,6%</b>	<b>12,2%</b>	
<b>VAN a 25años con un tipo de interés al 5%</b>	<b>1,67</b>	<b>3,36</b>	<b>3,82</b>	<b>€/Wp</b>

Repitiendo los mismos cálculos para la provincia de Asturias se obtiene la Tabla 6.2.

**Tabla 6.2. Rentabilidad de las tres configuraciones a estudio en Asturias.**

	E. Fija	2 Ejes	Polar	Unidades
<b>Costes iniciales</b>				
Módulo fotov. + instalación	2,3	2,35	2,35	€/Wp
Inversor + instalacion	0,35	0,45	0,45	€/Wp
Resto de la instalación eléctrica	0,7	1,1	1,05	€/Wp
Estructura + cimentación + instalación	0,5	1,5	0,9	€/Wp
Ingeniería + seguridad + administracion + monitorización + terreno	0,2	0,35	0,25	€/Wp
<b>Total (con IVA)</b>	<b>4,05</b>	<b>5,75</b>	<b>5</b>	<b>€/Wp</b>
<b>Costes anuales (mantenimiento y seguro)</b>	<b>0,022</b>	<b>0,028</b>	<b>0,026</b>	<b>€/Wp*año</b>
<b>Ingresos anuales</b>	<b>0,300</b>	<b>0,411</b>	<b>0,400</b>	<b>€/Wp*año</b>
<b>Periodo de retorno (PR o payback)</b>	<b>14,6</b>	<b>15,0</b>	<b>13,4</b>	<b>años</b>
<b>TIR</b>	<b>3,6%</b>	<b>3,3%</b>	<b>4,4%</b>	
<b>VAN a 25años con un tipo de interés al 5%</b>	<b>-0,54</b>	<b>-0,90</b>	<b>-0,27</b>	<b>€/Wp</b>

## 7.- Conclusiones

Actualmente con la prima económica obtenida por la producción de energía fotovoltaica, ésta resulta rentable en función de la localización.

Como ya se predecía, según la Tabla 6.1, el seguimiento más rentable económicamente es el de un eje polar, en todos los parámetros utilizados. Esta tecnología aporta rentabilidades muy altas para el riesgo de inversión que suponen, por lo que son altamente atractivas para inversores.

Evidentemente el emplazamiento es importante para que la instalación sea rentable. En la Tabla 6.2 se observa que aunque la planta fotovoltaica aporta beneficios al que quiera invertir en ella, estos beneficios no son rentables si se comparan con otras inversiones que se pueden encontrar en el mercado con un nivel de riesgo equivalente.

En esta última tabla destaca que la peor opción, en términos de rentabilidad, pasa a ser el seguimiento a dos ejes mientras que la mejor opción sigue siendo el seguimiento a un eje polar.

Es evidente que la tecnología se abarata a medida que pasa el tiempo, acercándose al coste del resto de tecnologías. En un futuro puede ser rentable sin ayudas económicas si los módulos aumentan la eficiencia, se mantienen los precios de los mismos y/o aumenta el precio del resto de la energía que se consume.

## 8.- Futuros trabajos

En este apartado se reflejan los estudios y cálculos que al autor le hubiese gustado incluir en el proyecto, pero que por causas de falta de recursos, tanto materiales como temporales, decidió no realizar.

- Cálculos del ángulo de inclinación óptimo del eje de giro para un seguidor de un eje polar, de forma que se optimice la producción eléctrica anual. Del mismo modo, se propone el cálculo de las pérdidas producidas por el diseño de un seguidor con un ángulo de inclinación máxima menor de  $90^\circ$ .
- Análisis de rentabilidad ecológica de la planta fotovoltaica. Es decir, evaluar cuanta energía se consume para poner en marcha una central eléctrica de las características descritas en este PFC, a cambio de la energía producida durante su vida útil. Evaluar igualmente el  $\text{CO}_2$  que se evita producir en función del  $\text{CO}_2$  que ha supuesto su puesta en marcha.
- Estudiar la validez del seguidor para su uso en producción de energía solar térmica de alta temperatura como seguidor de un eje polar. Para ello haría falta conocer con exactitud las exigencias de esta tecnología, como pueden ser la deformación de la estructura, mejorar la precisión del seguimiento y de los actuadores, las vibraciones y el movimiento de la estructura con el efecto del viento, etc.
- Diseño de la parte de la instalación eléctrica del seguidor que no se ha incluido en este PFC. Es decir dimensionamiento del cableado y las protecciones eléctricas, tanto en la zona de producción de energía eléctrica, como en la zona de consumo, bomba hidráulica, autómatas, etc.
- Diseño del programa que maneja el autómata. Configuración inicial del seguidor, control de las señales provenientes de los sensores, seguimiento de la ecuación astronómica que da la posición del sol y control de las señales de salida a los actuadores al introducir la señal de los sensores a la ecuación astronómica.
- Diseño de las fijaciones de los módulos a la estructura y de las uniones entre perfiles de la estructura, tanto atornilladas como soldadas.
- Someter la estructura diseñada a un túnel de viento o a un análisis computacional de fluidos para conocer lo más exacto posible las cargas de viento a las que va a estar sometido el seguidor solar y poder así optimizar la estructura.
- Analizar viabilidad de distintos métodos de refrigeración de módulos en los momentos de mayor temperatura. Por ejemplo mojar los módulos con aspersores o crear un intercambiador de calor por detrás de cada módulo, haciendo circular fluido enfriados mediante geotermia, es decir enterrando tuberías a unos 2 metros de profundidad, donde se puede alcanzar una temperatura constante de  $15^\circ\text{C}$ .



- Realizar los cálculos necesarios para la cimentación del seguidor sobre tornillos, teniendo un terreno de propiedades estándar y diseñar un sistema de unión de los tornillos con el resto de la estructura.
- Cálculo de los rodamientos del eje, así como de las uniones por soldadura y por tornillos de los distintos perfiles de la estructura.

## 9.- Bibliografía

[ANTONY, 2006] ANTONY, F.; DÜRSCHNER, C.; REMMERS, K. *Fotovoltaica para profesionales*. R. Hernandez (adap.). 1ª edición. Berlín: Solarpraxis, 2006. 334 p. ISBN: 84-95693-35-6.

[ASIF, 2009] ASIF. *Informe anual 2009. Hacia la consolidación de la energía solar fotovoltaica en España*. [en línea]. Asociación de la Industria Fotovoltaica. Disponible en Web: <[http://www.asif.org/files/ASIF\\_Informe\\_anual\\_2009.pdf](http://www.asif.org/files/ASIF_Informe_anual_2009.pdf)> [Consulta: 20 de noviembre de 2009]

[CASTAÑER, 2003] CASTAÑER, L.; MARKVART, T. *Practical handbook of photovoltaics. Fundamentals and applications*. 1ª edición. Oxford: Elsevier, 2003. 984 p. ISBN: 1856173909.

[CENSOLAR, 2009] CENSOLAR. *Curso de experto profesional en energía fotovoltaica*. Sevilla: Censolar. Sevilla: PROGINSA, 2009. 313 p. ISBN: 978-84-95693-49-5.

[CNAT, 2009] CNAT. 2009. *Centrales nucleares de Almaraz y Trillo*. Disponible en Web: <[http://www.cnat.es/cnatweb/cna\\_situacion.html](http://www.cnat.es/cnatweb/cna_situacion.html)> [Consulta: 7 agosto de 2009]

[CTE, 2009] España. DB-SE-AE, *Código Técnico de la Edificación*. Versión actualizada de abril de 2009. Disponible en Web: <<http://www.codigotecnico.org/index.php?id=33>>

[ELMUNDO.ES, 2009] ELMUNDO.ES. *Putin aprueba el corte total del suministro de gas ruso a Europa a través de Ucrania* [en línea]. Unidad Editorial Internet S.L., [ref. de 7 de enero de 2009]. Disponible en Web: <<http://www.elmundo.es/mundodinero/2009/01/07/economia/1231313359.html>> [Consulta: 21 de septiembre de 2009]

[ELPAIS.ES, 2004] ELPAIS.ES. *La subida del crudo dispara el precio de los carburantes* [en línea]. Editorial El País, S.L. [ref. de 10 de agosto de 2004] Disponible en Web: <[http://www.elpais.com/articulo/economia/subida/crudo/dispara/precio/carburantes/elpepueco/20040810elpepueco\\_8/Tes](http://www.elpais.com/articulo/economia/subida/crudo/dispara/precio/carburantes/elpepueco/20040810elpepueco_8/Tes)> [Consulta: 21 de septiembre de 2009]

[EPIA, 2009] EPIA. *Global market outlook for photovoltaics until 2013* [en línea]. European Photovoltaic Industry Association [ref. de marzo de 2009]. Disponible en Web: <<http://www.epia.org/index.php?id=18>> [Consulta: 20 de noviembre de 2009]

[EUROCÓDIGO, 2007] España. UNE-EN 1991-1-4:2007, *Eurocódigo 1: Acciones en estructuras. Parte 1-4: Acciones generales. Acciones de viento*. 5 de septiembre del 2007.

[European Communities, 2001-2008] ŠÚRI M.; HULD T.A.; DUNLOP E.D.; OSSENBRINK H.A. 2007. *Potential of solar electricity generation in the European Union member states and candidate countries*. Solar Energy, 81, 1295–1305. Disponible en Web: <<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>> [Consulta: 10 de julio de 2009]

[LORENZO, 2004] LORENZO, E. “Retratos de la conexión fotovoltaica a la red (IV)”. *Era*

*Solar*. N°119 (Marzo/Abril 2004)

[NBE, 1988] España. NBE-AE-88, *Norma Básica de la Edificación: Acciones en la Edificación*. 11 de noviembre de 1988.

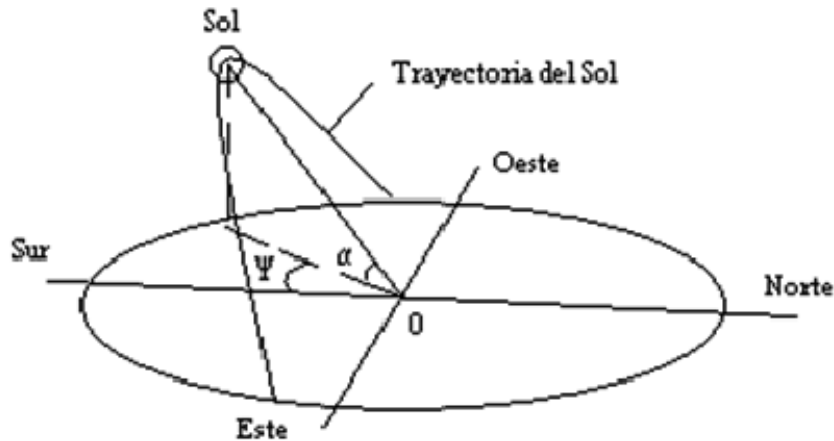
[NEMIROFF, 2006] Nemiroff, R.; Bonnell, J. *Astronomy Picture of the Day. The International Space Station from Above* [fotografía]. NASA: Estación especial internacional [Mayo de 2006]. Disponible en Web: <<http://antwrp.gsfc.nasa.gov/apod/ap060516.html>> Igualmente disponible en: <<http://www.nasaimages.org>> [consulta: 11 de octubre de 2009]

[ÖKO INSTITUT, 2006] Öko-Institut e.V., *Comparison of Greenhouse-Gas Emissions and Abatement Cost of Nuclear and Alternative Energy Options from a Life-Cycle Perspective*, Darmstadt: Enero 2006.

[YÁÑEZ, 2008] YÁÑEZ, G. *Arquitectura solar e iluminación natural. Conceptos, métodos y ejemplos*. 1ª edición. Madrid: Munilla-Lería, 2008. 612 p. ISBN: 978-84-89150-81-2.

## Anexo I.- Cálculo de las posiciones solares

La posición del sol respecto del horizonte viene indicada por dos variables, la altura solar ( $\alpha$ ) y el acimut solar ( $\psi$ ), representadas en la Figura I.1.



**Figura I.1. Posición del sol en función de la altura solar ( $\alpha$ ) y acimut solar ( $\psi$ )**

Como referencia se toma que si  $\alpha = 0^\circ$ , el sol se encuentra en el horizonte, si  $\alpha = 90^\circ$  significa que el sol se encuentra en el cénit, es decir en la vertical, y por otro lado  $\psi = -90^\circ$ ,  $0^\circ$  y  $90^\circ$  significa que se encuentra en el Este, Sur y Oeste respectivamente.

Evidentemente los valores de  $\alpha$  y  $\psi$  varían a lo largo del día, en la península ibérica tienen unos valores aproximados de  $\alpha = 0$  y  $\psi = -90^\circ$  al amanecer, el valor exacto del acimut depende de la localización y la fecha del año,  $\psi = -90^\circ$  al mediodía y  $\alpha = 0$  y  $\psi = 90^\circ$  al anochecer, con valor de acimut aproximado como en el caso del amanecer.

También, como se indica en el párrafo anterior, estas variables dependen de la localización geográfica, es decir, de la latitud geográfica ( $\Phi$ ) y la longitud geográfica ( $\lambda$ ).

Por último, la altura y el acimut solar también dependen de la fecha del año en la que se quiera evaluar su posición, por ejemplo, en el hemisferio norte, las horas de sol y la altura solar alcanzada en verano son mayores que en invierno.

La posición del sol respecto al horizonte es conocida [YÁÑEZ, 2008] y se puede determinar con las siguientes fórmulas:

$$\alpha = \arcsin(\sin(\delta) \cdot \sin(\phi) + \cos(\delta) \cdot \cos(\phi) \cdot \cos(TSV \cdot 15))$$

$$\psi = \text{signo}(TSV) * \arccos\left(\frac{\sin(\alpha) \cdot \sin(\phi) - \sin(\delta)}{\cos(\alpha) \cdot \cos(\phi)}\right)$$

El TSV (tiempo solar verdadero) es el ángulo horario del centro del sol expresado en horas y se obtiene mediante la siguiente fórmula [CASTAÑER, 2003].

$$TSV = \frac{\omega}{15} = \frac{-\arccos(-\tan(\delta) \cdot \tan(\phi))}{15}$$

La HO (hora oficial) se determina mediante la siguiente función.

$$H.O. = \frac{-\arccos(-\tan(\delta) \cdot \tan(\phi))}{15} + AO - \frac{\lambda - 15 \cdot \text{redondear.menos}\left(\frac{|\lambda| + 7,5}{15}\right)}{15} - E_t + 12$$

Donde  $\text{redondear.menos}()$  es una función que redondea a la baja.

La  $E_t$  (Ecuación del tiempo) se calcula mediante la función:

$$E_t = \frac{229,18}{60} \cdot \left( 0,000075 + 0,001868 \cdot \cos\left(360^\circ \cdot \frac{D}{365}\right) - 0,032077 \cdot \sin\left(360^\circ \cdot \frac{D}{365}\right) - \right. \\ \left. 0,014645 \cdot \cos\left(2 \cdot 360^\circ \cdot \frac{D}{365}\right) - 0,04089 \cdot \sin\left(360^\circ \cdot \frac{D}{365}\right) \right)$$

La  $\delta$  (declinación) se puede calcular con diferentes métodos, más o menos precisos, aquí se calcula con la función de Spencer:

$$\delta = \frac{180}{\pi} \cdot \left( 0,006918 - 0,399912 \cdot \cos\left(360^\circ \cdot \frac{D}{365}\right) + 0,070257 \cdot \sin\left(360^\circ \cdot \frac{D}{365}\right) - \right. \\ \left. 0,006758 \cdot \cos\left(2 \cdot 360^\circ \cdot \frac{D}{365}\right) + 0,000907 \cdot \sin\left(2 \cdot 360^\circ \cdot \frac{D}{365}\right) - \right. \\ \left. 0,002697 \cdot \cos\left(3 \cdot 360^\circ \cdot \frac{D}{365}\right) + 0,00148 \cdot \sin\left(3 \cdot 360^\circ \cdot \frac{D}{365}\right) \right)$$

Donde:

$\omega$  es el ángulo horario medido en grados.

$\delta$  es la declinación medida en grados.

AO es el adelanto horario oficial, depende de las leyes de cada país, para la península ibérica, la normativa española indica que este adelanto horario es de 2 horas entre el último domingo de marzo y el último domingo de octubre (horario de verano) y de 1 hora el resto del año (horario de invierno).

D es el día del año, valores entre 1 y 365 días.

$E_t$  es la ecuación del tiempo, medido en horas.

TSV es el tiempo solar verdadero, medido en horas.

Estas ecuaciones son fundamentales para el seguimiento del sol y por tanto son las que se introducen en el autómata encargado de orientar la superficie portante de módulos, de modo que esté siempre perpendicular a la posición del sol. Se propone como futuro trabajo el programar el autómata puesto que no es el fin de este proyecto, sin embargo, estas ecuaciones son útiles para determinar la geometría del seguidor, el tipo de accionador y la posición del mismo.

Para comprender mejor el comportamiento del sol en la península ibérica, se han utilizado estas fórmulas para calcular valores de las posiciones solares en diferentes localizaciones de la península y en diferentes momentos del año.

En la Figura I.2 y Figura I.3, se muestran las diferentes posiciones del sol, azimut y altura solar, en tres localizaciones de diferentes latitudes, para el día más corto y el día más largo del año.

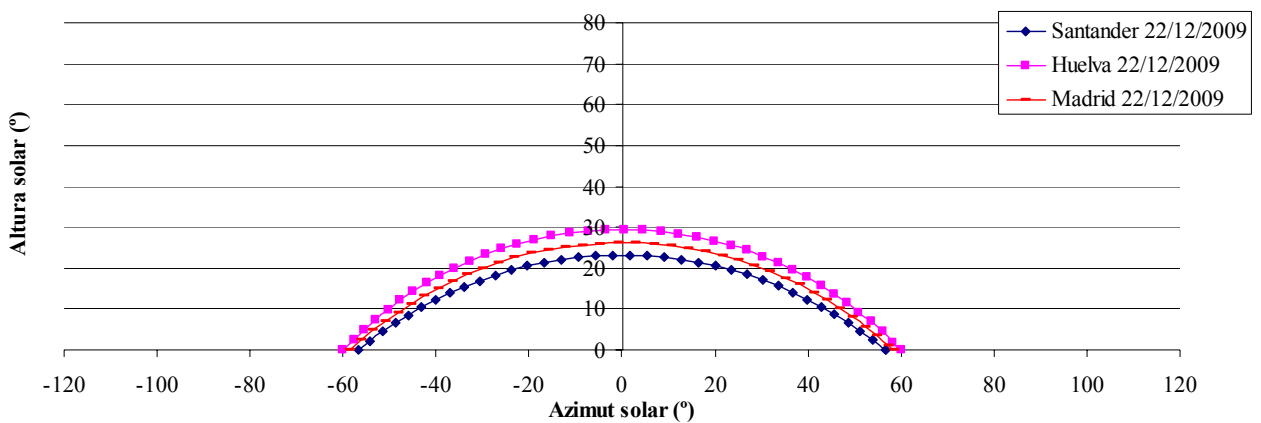


Figura I.2. Posición del sol en el solsticio de invierno.

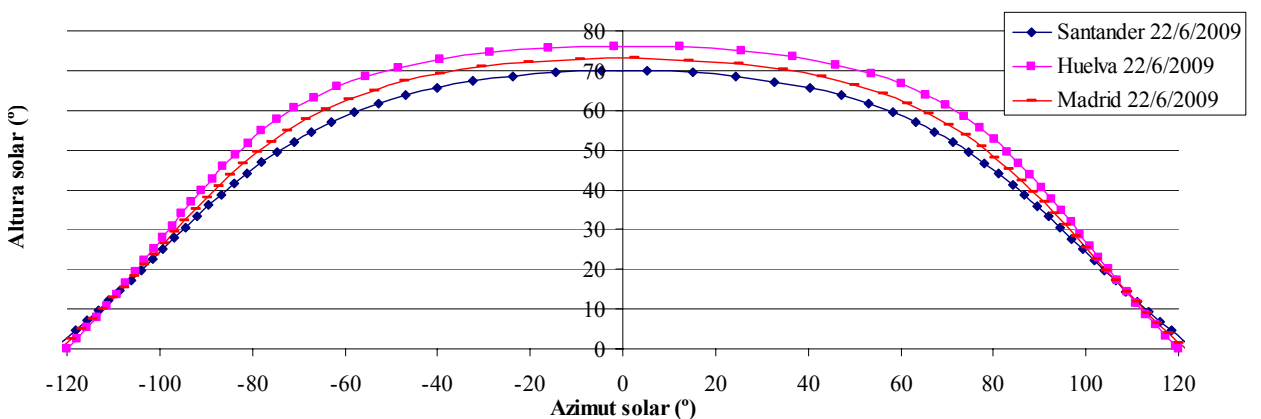


Figura I.3. Posición del sol en el solsticio de verano.

Con las mismas fórmulas se puede calcular a que altura se encuentra el sol en cada momento del día, estos datos se representan de forma gráfica en la Figura I.4 y Figura I.5, para las mismas localizaciones y mismos días del año.

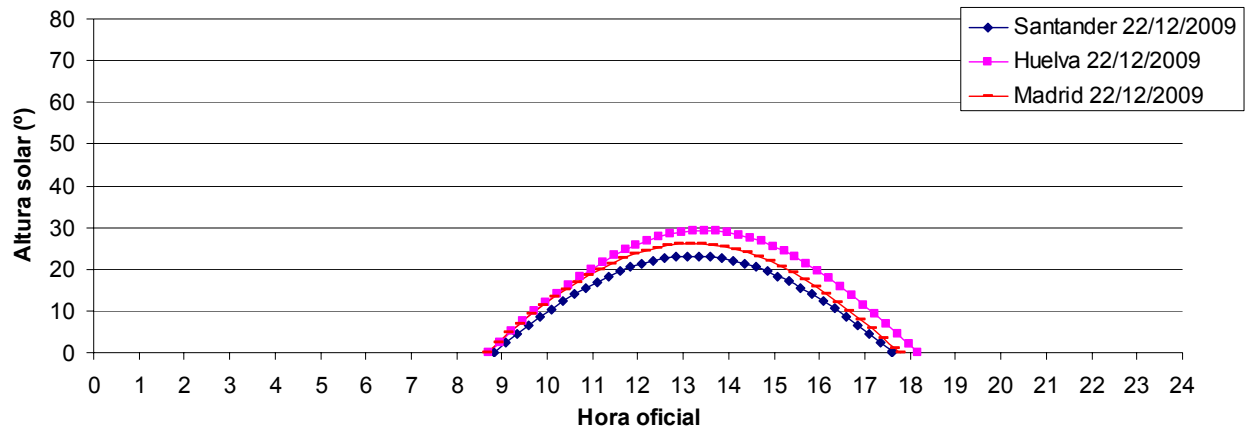


Figura I.4. Altura solar en el solsticio de invierno.

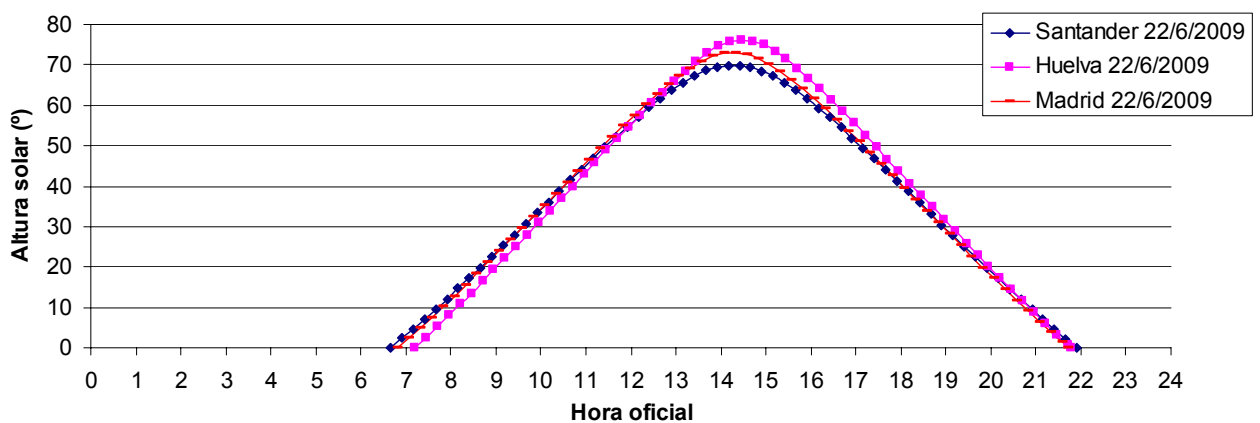


Figura I.5. Altura solar en el solsticio de verano.



## Anexo II.- Elección de módulo fotovoltaico

Como se ha explicado en capítulos anteriores, la elección del módulo fotovoltaico es el factor más importante de todos, pues es necesario para dimensionar óptimamente la estructura y el resto de componentes de la instalación.

En el actual mercado fotovoltaico existen fundamentalmente dos tendencias, la del menor coste y la del mayor beneficio económico.

La tendencia del menor coste, suele asociarse a estructuras fijas y módulos de capa fina o *thin film* por ser los módulos más baratos del mercado, este tipo de módulos tienen asociada una menor eficiencia o energía producida por energía recibida en una misma área receptora. Aunque parezca ilógico seguir esta tendencia cuando existe una de mayor beneficio, esta elección tiene su razonamiento pues a parte del beneficio económico, hay que tener en cuenta que esta tecnología requiere de menores inversiones iniciales y por lo tanto tiene menores riesgos, además es menos interesante para los ladrones por su menor valor, que además, por lo general son más difíciles de robar por su mayor tamaño.

La tendencia del mayor beneficio económico, como se ha visto en el capítulo 4.5, no tiene porque ser la de mayor eficiencia global, que sería la del seguimiento a dos ejes, si no que es de seguimiento a un eje. Éste seguimiento es polar y alcanza eficiencias muy similares a la del seguimiento a dos ejes pero con un coste mucho menor. Esta tendencia suele estar asociada a los módulos monocristalinos y policristalinos, que tienen mayor eficiencia que los de capa fina y por lo tanto reducen el coste relativo del seguidor respecto del total de potencia instalada.

En la actualidad se están introduciendo en el mercado unos módulos con una eficiencia notablemente superior, realizando modificaciones tecnológicas sobre los módulos convencionales. Estos módulos son los basados en las células solares con contactos en la cara posterior y los de tipo HIT, basados en el uso simultáneo de obleas de silicio monocristalino, recubiertas de una capa fina de silicio amorfo.

Cuando este proyecto empezó a desarrollarse, se desconocía la existencia de estos últimos módulos. Se había realizado un análisis de conveniencia de los módulos comerciales anteriores a estos. Sin embargo, como este proyecto trata de mejorar la tecnología existente, se decidió incluir la comparación entre los módulos de alta eficiencia y el módulo fotovoltaico que, a juicio del autor, obtuvo la mejor calificación entre los de menor eficiencia. Después de este análisis se incluye la primera comparación que se realizó.

**Tabla II.1. Características de módulos fotovoltaicos de alta eficiencia.**

Marca	Trina Solar	Sunpower	Sanyo
Modelo	TSM-240DC05	SPWR315	HIP-215NKHE1
Tipo de células	Monocrystalino	Contacto posterior	HIT
largo x ancho x espesor	1650x992x46	1559x1046x46	1580x798x35
Peso	19,5kg	18,6kg	15kg
STC			
	Pmax	240W	315W
	Eficiencia	14,7%	19,3%
	Vmpp	30,6V	54,7V
	Impp	7,84A	5,76A
	Isc	8,38A	6,14A
	Voc	37,5V	64,6V
NOTC			
	Pmax	231W	
	Eficiencia	17,7%	
	Vmpp	50,1V	
	Impp	4,62A	
	Isc	4,97A	
	Voc	60,5V	
	TONC	47°C	45°C
200W/m2			
	Eficiencia		
	Coef. De Tª de Isc	0,05%/K	3,5mA/K
	Coef. De Tª de Voc	-0,35%/K	-176,6mV/K
	Coef. De Tª de Pmax	-0,45%/K	-0,3%/K

Donde:

- STC son las condiciones de medida estándar, con una irradiación de  $1000\text{W/m}^2$ , distribución espectral AM 1,5G y una temperatura de célula  $25^\circ\text{C}$ .
- NOTC condiciones de medida con una irradiación de  $800\text{W/m}^2$  con una distribución espectral AM 1,5G.
- TONC es la temperatura de operación nominal de la célula a una irradiación de  $800\text{W/m}^2$  con una temperatura ambiente de  $20^\circ\text{C}$  y una velocidad del viento de  $1\text{m/s}$ .
- La eficiencia indica la energía eléctrica producida a partir de la recibida en forma de irradiación.
- El subíndice mpp indica que se encuentra en el punto de máxima potencia.
- Isc es la corriente de cortocircuito.
- Voc es la tensión en circuito abierto.

- Los coeficientes de pérdidas debidas a la temperatura del módulo, se aplican a partir de los 25°C.

Como para la realización de este proyecto no se dispone de los medios necesarios para comprobar en laboratorios que las características descritas en sus hojas comerciales son ciertas, la elección de un modelo concreto se basará en los datos expuestos en las tablas de sus hojas de características, más concretamente, en las características de mayor eficiencia tanto en condiciones STC como en NOTC, menor TONC, menor coeficiente de pérdida de potencia por aumento de temperatura en el módulo y el que, según su precio, produzca mayores beneficios.

No se tiene en cuenta el dato de la irradiación a 200W/m<sup>2</sup> debido a que lo proporcionan muy pocos fabricantes y los que lo proporcionan no indican en las hojas de características en que condiciones lo miden, por lo tanto su comparación puede llevar a engaño.

En la Tabla II.1 se puede apreciar que tanto el módulo fotovoltaico de Sanyo como el de Sunpower son superiores al módulo monocristalino de Trina Solar en todos los parámetros importantes, es decir, en la eficiencia, el coeficiente de temperatura de potencia máxima así como el TONC, aunque en el caso del módulo de Sanyo no se disponga de este dato. Por lo tanto queda descartado el módulo monocristalino de Trina Solar.

Se desconoce el precio de los módulos de Sanyo, para simplificar el trabajo se supondrá igual al del Sunpower.

Si se comparan las eficiencias de los dos módulos restantes, se observa que es mejor el de contacto posterior, pero si se comparan los coeficientes de temperatura de potencia máxima se observa que a medida que aumenta la temperatura el módulo de tipo HIT disminuye menos su potencia que el otro módulo. Como cada módulo es ganador en una de las características, se procede a la realización un estudio más exhaustivo de que módulo es mejor para la aplicación de este PFC.

Si se tiene en cuenta las condiciones climáticas de la península, se puede cuantificar la importancia relativa de los tres parámetros anteriores.

En Ayamonte, una de las localidades de mayor irradiancia de la España peninsular como se observa en el Anexo V, en agosto se tienen de media unos máximos de irradiancia de 869W/m<sup>2</sup> y una media de temperaturas ambientales máximas de 30,2°C.

Hay que destacar que 869W/m<sup>2</sup> se acercan mejor a las medidas en laboratorio en condiciones NOTC que en condiciones STC, por lo tanto la eficiencia en condiciones NOTC se trata de un parámetro muy importante, sin embargo, no todos los fabricantes muestran las propiedades en estas condiciones, como en el caso de los tres módulos seleccionados, por lo tanto no se tendrá en cuenta.

Por otro lado, las elevadas temperaturas que se pueden alcanzar en el territorio a estudio, hacen necesario el estudio de la caída de eficiencia por este parámetro.

A falta de otros datos, se utilizará la diferencia de temperaturas proporcionada entre el módulo y el ambiente como constante. De este modo se pueden calcular las pérdidas del caso estudiado

para cada uno de los módulos:

- Módulo Sunpower:

Incremento de temperatura existente entre el módulo irradiado y el ambiente.

$$\Delta T = T_{ONC} - 20^{\circ}C = 45^{\circ}C - 20^{\circ}C = 25^{\circ}C$$

Media de la temperatura máxima en el módulo fotovoltaico.

$$T_{\max.\text{mod}} = T_{\max.\text{amb}} + \Delta T = 30,2^{\circ}C + 25^{\circ}C = 55,2^{\circ}C$$

Media de la disminución porcentual máxima de la eficiencia debido al aumento de la temperatura.

$$\Delta \text{eficiencia} = (55,2^{\circ}C - 25^{\circ}C) \cdot (-0,38\%/^{\circ}C) = -11,48\%$$

Eficiencia STC modificada por el efecto del aumento de temperatura. Aunque es más impreciso, se utiliza la eficiencia STC en vez de la NOTC porque, como se explicó anteriormente, esta última no es proporcionada por todos los fabricantes aquí analizados.

$$\text{eficiencia} = 19,3\% \cdot \frac{100 - 11,48}{100} = 17,08\%$$

- Módulo Sanyo:

Aunque el fabricante no proporciona el dato TONC, se supone que éste toma el mismo valor que el módulo contra el que compete. Constante de la diferencia de temperaturas.

$$\Delta T = T_{ONC} - 20^{\circ}C = 45^{\circ}C - 20^{\circ}C = 25^{\circ}C$$

Media de la temperatura máxima en el módulo fotovoltaico.

$$T_{\max.\text{mod}} = T_{\max.\text{amb}} + \Delta T = 30,2^{\circ}C + 25^{\circ}C = 55,2^{\circ}C$$

Media de la disminución porcentual máxima de la eficiencia debido al aumento de la temperatura.

$$\Delta \text{eficiencia} = (55,2^{\circ}C - 25^{\circ}C) \cdot (-0,3\%/^{\circ}C) = -9,06\%$$

Eficiencia STC modificada por el efecto del aumento de temperatura.

$$\text{eficiencia} = 17,1\% \cdot \frac{100 - 9,06}{100} = 15,55\%$$

Por tener mayor eficiencia tanto en condiciones STC como en su eficiencia equivalente modificada por efecto del aumento de la temperatura, se elige el modelo SPWR315 de Sunpower. Se debe tener en cuenta que se han tomado los datos de Ayamonte como representativos. Para localizaciones con temperaturas mucho mayores se deberán rehacer los cálculos para comprobar que el módulo elegido sigue siendo el más conveniente.

Como ya se ha comentado anteriormente, este proyecto ha sido actualizado al introducir los dos módulos anteriores a la lista comparativa de módulos. Sin embargo ya se había realizado un estudio con los módulos comerciales más comunes en el mercado hasta el momento. Por si es de interés para el lector, se muestra dicha comparativa después de la hoja de características del módulo fotovoltaico seleccionado.

El datasheet del módulo de células fotovoltaicas de contacto posterior de Sunpower modelo SPWR 315, se muestra a continuación y puede ser consultado de forma gratuita y actualizada en la página Web del fabricante.

### VENTAJAS

#### Alta eficiencia

Los Paneles Solares de SunPower® son los paneles fotovoltaicos más eficientes del mercado.

#### Más energía

Nuestros paneles proporcionan hasta un 50% más de energía por área de superficie que los paneles convencionales y hasta un 100% más que los paneles de capa fina.

#### Menores costes de instalación

Más potencia por panel significa menos paneles por instalación. Esto permite ahorrar tiempo y dinero.

#### Diseño fiable y robusto

Este panel se adapta con total fiabilidad a diversas configuraciones de montaje, debido a sus materiales de eficiencia demostrada, su vidrio frontal templado y su resistente bastidor anodizado.



### El módulo fotovoltaico más potente del planeta.

El Panel Solar 315 de SunPower® proporciona la mayor eficiencia y rendimiento disponibles en el mercado. Las 96 células solares con contactos en la cara posterior, así como el diseño optimizado del panel, aseguran una eficiencia de conversión total del 19,3%. El reducido coeficiente voltaje-temperatura del panel SunPower 315, su cristal anti-reflectante, y su excepcional rendimiento en condiciones de baja intensidad de radiación solar, generan una mayor cantidad de energía por Wp.

#### La ventaja de la alta eficiencia de SunPower – hasta el doble de potencia

	Capa fina	Convencional	SunPower
Vatio Pico / Módulo	65	215	315
Eficiencia	9,0%	12,8%	19,3%
Vatio pico / m <sup>2</sup>	90	128	193

#### Acercas de SunPower

SunPower diseña, fabrica y suministra tecnología solar fotovoltaica de alto rendimiento en todo el mundo. Nuestras células solares de alta eficiencia generan hasta un 50% más de potencia que las células solares convencionales. Nuestros paneles y sistemas solares, así como nuestros seguidores de alto rendimiento, generan una cantidad de energía significativamente mayor que los sistemas de la competencia.



### Datos Eléctricos

Medidos en condiciones de prueba estándar (STC): Irradiancia 1000W/m², AM 1,5, temperatura de células 25° C

Potencia nominal (+5/-3%)	P <sub>nom</sub>	315 W
Voltaje en el punto de máxima potencia	V <sub>mpp</sub>	54,7 V
Corriente en el punto de máxima potencia	I <sub>mpp</sub>	5,76 A
Voltaje de circuito abierto	V <sub>oc</sub>	64,6 V
Corriente de cortocircuito	I <sub>sc</sub>	6,14 A
Voltaje máximo del sistema	IEC	1000 V
Coeficientes de temperatura		
	Potencia	-0,38% / K
	Voltaje (V <sub>oc</sub> )	-176,6mV / K
	Corriente (I <sub>sc</sub> )	3,5mA / K
NOCT		45° C +/-2° C
Corriente nominal de fusibles en serie		15 A
Límite de corriente inversa (3 strings)	I <sub>r</sub>	15,3 A

### Datos Eléctricos

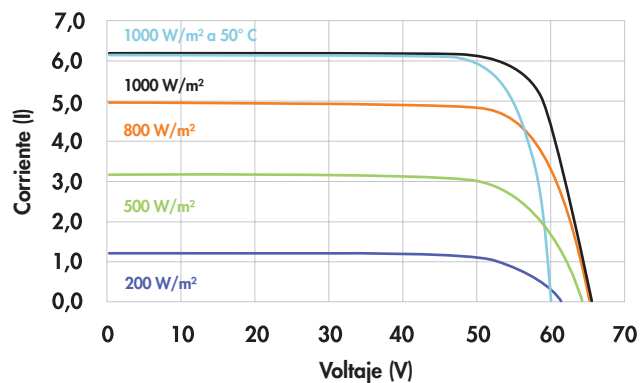
Medidos en temperatura nominal de operación de célula (NOCT): Irradiancia 800W/m², AM 1,5

Potencia nominal	P <sub>nom</sub>	231 W
Voltaje en el punto de máxima potencia	V <sub>mpp</sub>	50,1 V
Corriente en el punto de máxima potencia	I <sub>mpp</sub>	4,62 A
Voltaje de circuito abierto	V <sub>oc</sub>	60,5 V
Corriente de cortocircuito	I <sub>sc</sub>	4,97 A

### Datos Mecánicos

Células solares	96 células monocristalinas de contacto posterior SunPower	Cables de salida	Cable de 1000 mm de longitud / conectores MultiContact (MC4)
Vidrio frontal	Cristal templado anti-reflectante de gran transmisividad	Bastidor	Aleación de aluminio anodizado (negro) tipo 6063; pins para apilar
Caja de conexiones	IP-65 con 3 diodos de bypass 32 x 155 x 128 (mm)	Peso	18,6 kg

### Curva I-V



Características corriente/voltaje dependiendo de la irradiancia y la temperatura del módulo

### Condiciones de Prueba para Certificaciones

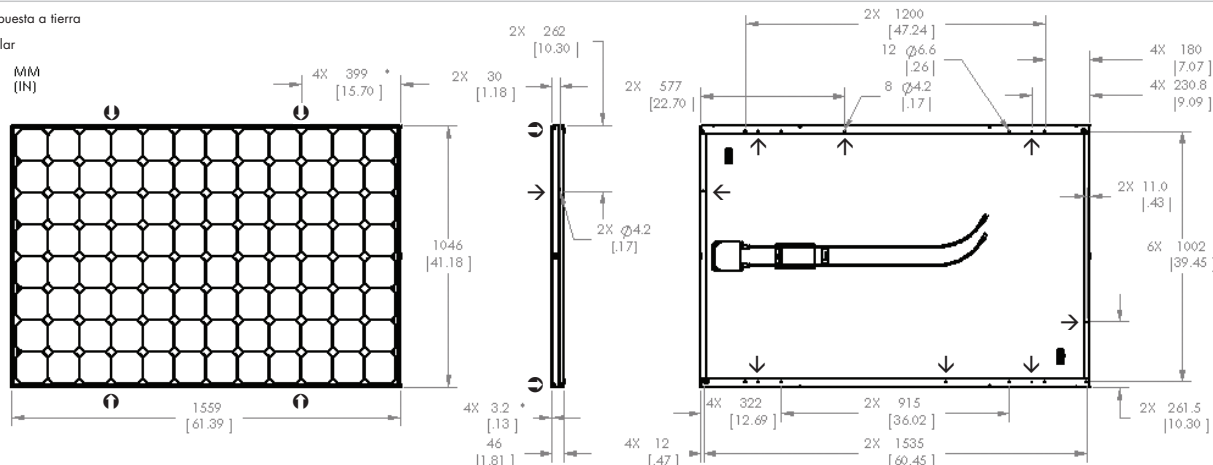
Temperatura	-40° C hasta +85° C
Carga máxima	245kg/m² (2400 Pa) frontal y posterior (p.ej. viento)
Resistencia al impacto	Granizo: 25 mm a 23 m/s

### Garantías y Certificaciones

Garantías	Garantía limitada de potencia durante 25 años
	Garantía limitada del producto durante 10 años
Certificaciones	IEC 61215 Ed. 2, IEC 61730 (SCII)

### Dimensiones

- Agujeros de puesta a tierra
- ⊙ Pins para apilar



**PRECAUCIÓN: LEA LAS INSTRUCCIONES DE SEGURIDAD E INSTALACIÓN ANTES DE UTILIZAR EL PRODUCTO.**

Para obtener información detallada, visite [www.sunpowercorp.es](http://www.sunpowercorp.es)



Marca	BP Solar	BP Solar	BP Solar	Suntech Power	Suntech Power	Isofotón	Trina Solar
Modelo	BP 4175	BP 3170	STP170S-24/Ac	STP280-24/Vb	IS-175	TSM-240DC05	
Tipo de células	Monocrystalino	Policristalino	Monocrystalino	Policristalino	Monocrystalino	Monocrystalino	
largo x ancho x espesor	1593x790x50	1593x790x50	1580x808x35	1956x992x50	1600x790x40	1650x992x46	
Peso	15,4 kg	15,4kg	15,5kg	27kg	14,4kg	19,5kg	
STC							
	Pmax	175W	170W	170W	280	175W	240W
	Eficiencia	13,90%	12,70%	13,3%	14,4%	13,80%	14,7%
	Vmpp	35,4V	35,6V	35,2V	35,2V	36V	30,6V
	Impp	4,9A	4,8A	4,83A	7,95A	4,87A	7,84A
	Isc	5,45A	5,2A	5,14A	8,33A	5,25A	8,38A
	Voc	43,6V	44,3V	43,8V	44,8V	44,4V	37,5V
NOTC							
	Pmax	126W	122W			125,2W	
	Eficiencia	12,5%	12,1%			9,9%	
	Vmpp	31,5V	31,7V			32,2V	
	Impp	3,9A	3,8A			3,89A	
	Isc	4,4A	4,2A			4,22A	
	Voc	39,7V	40,3V			40,3V	
	TONC	47°C	47°C	48°C	45°C	47°C	47°C
200W/m2							
	Eficiencia	13,50%	12,80%			11,23%	
	Coef. De Tª de Isc	0,065%/K	0,065%/K	0,06%/K	0,045%/K	0,0294%/K	0,05%/K
	Coef. De Tª de Voc	-0,36%/K	-0,36%/K	-155mV/K	-0,34%/K	-0,387%/K	-0,35%/K
	Coef. De Tª de Pmax	-0,5%/K	-0,5%/K	-0,5%/K	-0,47%/K	-0,48%/K	-0,45%/K

Tabla II.3. Características de diferentes módulos fotovoltaicos.

Marca	Trina Solar	Mitsubishi	Yingli Solar	Mitsubishi	Mitsubishi	Sharp
Modelo	TSM-180DC01	PV-TD190MF5	YL185 (23)P	MA100	MT130	NA-F121
Tipo de células	Monocristalino	Policristalino	Policristalino	Silicio amorfo	Tandem	Tandem
largo x ancho x espesor	1581x809x41	1658x834	1310x990x50	1414x1114x35	1414x1114x35	1409x1009x46
Peso	15,6kg	17kg	15,8kg	21kg	21kg	19kg
STC						
Pmax	180W	190W	185W	100W	130W	121W
Eficiencia	14,1%	13,7%	14,3%	6,3%	8,3%	8,5%
Vmpp	36,8V	24,7V	23,5V	105V	100V	180V
Impp	4,90A	7,71A	7,87A	0,96A	1,30A	0,673A
Isc	5,35A	8,23A	8,45A	1,2A	1,59A	0,830A
Voc	44,2V	30,8V	29,5V	135V	130V	238V
NOTC						
Pmax						
Eficiencia						
Vmpp						
Impp						
Isc						
Voc						
TONC	47°C	47,5°C	46°C			44°C
200W/m2						
Eficiencia						
Coef. De T <sup>a</sup> de Isc	0,05%/K	0,057%/K	0,06%/K	0,09%/K	0,09%/K	0,07%/K
Coef. De T <sup>a</sup> de Voc	-0,35%/K	-0,346%/K	-0,37%/K	-0,33%/K	-0,33%/K	-0,30%/K
Coef. De T <sup>a</sup> de Pmax	-0,45%/K	-0,478%/K	-0,45%/K	-0,20%/K	-0,20%/K	-0,24%/K

En la Tabla II.2 y Tabla II.3 se pueden diferenciar los tipos de módulos más comunes que existen

en el mercado. Como se explica al comienzo de este anexo, dado que la aplicación final va a ser el uso para el seguimiento solar, se han escogido los módulos más eficientes de cada tipo y marca.

Sólo se dispone de los datos referentes al precio de algunos de los modelos de módulos indicados en las tablas, por este motivo, se suponen costes similares para los módulos del mismo tipo al encontrarse entre las marcas con mayor reconocimiento del mercado.

Se pueden distinguir dos grandes grupos, por un lado los módulos monocristalinos y policristalinos y por otro los módulos de silicio amorfo y en tándem. Casi todos los parámetros... Los precios, de media, son de 2,3€/Wp para los módulos policristalinos y monocristalinos y 1,9€/Wp para los módulos de silicio amorfo y de tipo tándem [ASIF, 2009]. Esto supone un aumento de costes del 20% mientras que la eficiencia es considerablemente superior, esta diferencia de eficiencia aumenta más aún a partir del año de ser instalados.

Como se indicó en el anterior análisis, la elección del módulo a emplear en este proyecto se basa en la mayor eficiencia tanto en condiciones STC como en condiciones NOTC, la menor temperatura del módulo en condiciones NOTC, conocida como TONC, y el menor coeficiente de pérdida de potencia por aumento de temperatura en el módulo.

No se tiene en cuenta el dato de la irradiación a 200W/m<sup>2</sup> debido a que no se indica en las hojas de características que se mida en las mismas condiciones para todos los módulos y por lo tanto su comparación puede llevar a engaño.

Con estos parámetros se pueden seleccionar los tres módulos con mejores características, Suntech Power STP280-24/Vb, Trina Solar TSM-240DC05 y Yingli Solar YL185 (23)P.

Como en el anterior caso, si se tiene en cuenta las condiciones climáticas de la península, se puede cuantificar la importancia relativa de los tres parámetros anteriores. Se supone que la localización es en Ayamonte, como se observa en el Anexo V, donde en agosto, de media, se obtienen unos máximos de irradiancia de 869W/m<sup>2</sup> y una media de temperaturas ambientales máximas de 30,2°C.

Las elevadas temperaturas que se pueden alcanzar en el territorio a estudio, hacen necesario el estudio de la caída de eficiencia por este parámetro. A falta de datos, se utilizará la diferencia de temperaturas proporcionada entre el módulo y el ambiente como constante. De este modo se pueden calcular las pérdidas del caso estudiado para cada uno de los módulos:

- Módulo Suntech:

Constante de la diferencia de temperaturas.

$$\Delta T = TONC - 20^{\circ}C = 45^{\circ}C - 20^{\circ}C = 25^{\circ}C$$

Media de la temperatura máxima en el módulo fotovoltaico.

$$T_{\max.\text{mod}} = T_{\max.\text{amb}} + \Delta T = 30,2^{\circ}C + 25^{\circ}C = 55,2^{\circ}C$$

Media de la disminución porcentual máxima de la eficiencia debido al aumento de la temperatura.

$$\Delta \text{eficiencia} = (55,2^{\circ}C - 25^{\circ}C) \cdot (-0,47\%/^{\circ}C) = -14,19\%$$

Eficiencia STC modificada por el efecto del aumento de temperatura.

$$\text{eficiencia} = 14,4\% \cdot \frac{100 - 14,19}{100} = 12,36\%$$

- Módulo Trina Solar:

Constante de la diferencia de temperaturas.

$$\Delta T = T_{ONC} - 20^{\circ}C = 47^{\circ}C - 20^{\circ}C = 27^{\circ}C$$

Media de la temperatura máxima en el módulo fotovoltaico.

$$T_{\text{max.mod}} = T_{\text{max.amb}} + \Delta T = 30,2^{\circ}C + 27^{\circ}C = 57,2^{\circ}C$$

Media de la disminución porcentual máxima de la eficiencia debido al aumento de la temperatura.

$$\Delta \text{eficiencia} = (57,2^{\circ}C - 25^{\circ}C) \cdot (-0,45\%/^{\circ}C) = -14,49\%$$

Eficiencia STC modificada por el efecto del aumento de temperatura.

$$\text{eficiencia} = 14,7\% \cdot \frac{100 - 14,49}{100} = 12,57\%$$

- Módulo Yingli Solar:

Constante de la diferencia de temperaturas.

$$\Delta T = T_{ONC} - 20^{\circ}C = 46^{\circ}C - 20^{\circ}C = 26^{\circ}C$$

Media de la temperatura máxima en el módulo fotovoltaico.

$$T_{\text{max.mod}} = T_{\text{max.amb}} + \Delta T = 30,2^{\circ}C + 26^{\circ}C = 56,2^{\circ}C$$

Media de la disminución porcentual máxima de la eficiencia debido al aumento de la temperatura.

$$\Delta \text{eficiencia} = (56,2^{\circ}C - 25^{\circ}C) \cdot (-0,45\%/^{\circ}C) = -14,04\%$$

Eficiencia STC modificada por el efecto del aumento de temperatura.

$$eficiencia = 14,3\% \cdot \frac{100 - 14,04}{100} = 12,29\%$$

Por tener mayor eficiencia tanto en condiciones STC como en su eficiencia equivalente modificada por efecto del aumento de la temperatura, de entre los módulos que no son de alta eficiencia, se elige el modelo de Trina Solar TSM-240DC05 como el mejor de los analizados en esta comparación.

Como se observa en la comparación de este módulo con los de alta eficiencia, estos últimos tienen unas características muy superiores.

### Anexo III.- Elección de inversor fotovoltaico

Del mismo modo que se debe elegir un módulo fotovoltaico para poder diseñar la configuración de la planta eléctrica, también se debe elegir un inversor fotovoltaico.

La elección de un inversor fotovoltaico junto con la del módulo, proporciona información de los posibles tamaños que puede tener el seguidor a diseñar.

Los fabricantes proporcionan muchas características técnicas mediante sus hojas de características. Éstas sirven para comparar entre ellos y para diseñar el resto de la instalación. En este anexo se han recopilado las más importantes:

- **Inversores coordinados.** Los inversores fotovoltaicos que se venden en el mercado, suelen estar formado por más de un inversor eléctrico en su interior. Estos también son conocidos como seguidores del punto de máxima potencia. Cada inversor eléctrico, variando la tensión aplicada a los módulos, trata de encontrar el punto de mayor producción eléctrica de los mismos. Tener el mayor número de seguidores de máxima potencia, sirve para aprovechar al máximo los módulos, puesto que por defectos de fabricación, sombras y otros factores, no todos los módulos generarán su máxima potencia a la misma tensión eléctrica.
- **Eficiencia máxima.** Es la mayor eficiencia que puede alcanzar el inversor en condiciones de potencia, tensión y temperatura nominales.
- **Eficiencia europea.** Puesto que el inversor trabaja muy poco tiempo en las condiciones nominales, se utiliza este parámetro como la media de las eficiencias a diferentes potencias de trabajo, dando mayor peso a las eficiencias en las que se suele encontrar más tiempo el inversor fotovoltaico.  

$$\eta_{EURO} = 0,03\eta_{5\%} + 0,06\eta_{10\%} + 0,13\eta_{20\%} + 0,1\eta_{30\%} + 0,48\eta_{50\%} + 0,20\eta_{100\%}$$
 , donde el índice del porcentaje indica cual es el rendimiento a una potencia de trabajo con dicho porcentaje respecto del máximo. Este parámetro permite comparar rendimientos bajo condiciones de insolación europeas [ANTONY, 2006].
- **$T^a_{max\ mpp}$ .** Es la temperatura máxima a la que puede estar sometido el inversor para que trabaje en el punto de máxima potencia. Con las elevadas temperaturas que pueden alcanzarse en la península, es preferible que este valor sea alto.
- **La caída de producción eléctrica una vez superada dicha temperatura,** sólo la proporciona un fabricante en uno de sus modelos, por lo que esta característica no se tendrá en cuenta a la hora de realizar la elección de inversor fotovoltaico.
- **El grado de protección IP,** indica la protección del aparato frente a la entrada de elementos peligrosos (primera cifra) y a partículas de agua (segunda cifra). La protección mínima exigida para su uso en exteriores es de IP43.
- **Aislamiento galvánico** entre la corriente continua y la alterna. Cuando se indica que este

valor es positivo, es que existe un dispositivo, normalmente un transformador, que realiza esta función. Este dispositivo disminuye la eficiencia del inversor un 2% aproximadamente.

- La potencia máxima a la entrada es la que no se podrá superar para no dañar el inversor. Algunos equipos se desconectan automáticamente para no averiarse.
- El rango  $V_{in}$  indica los valores de tensión entre los que se deben encontrar los módulos fotovoltaicos colocados en serie para no dañar el equipo.
- El rango  $V_{mpp}$  son los valores de tensión entre los que se deben encontrar los módulos fotovoltaicos colocados en serie para que este trabaje en el punto de máxima potencia.
- $I_{max}$  indica el valor de intensidad que no debe ser superado para no dañar el equipo.
- El número de entradas indica cuantas ramas de módulos pueden ser conectadas en paralelo. Se puede conectar más de una rama a cada entrada, aunque en el caso de tener más de un seguidor del punto de máxima potencia, siempre debe cumplirse que haya el mismo número de ramas por entrada para que el inversor esté equilibrado.

A continuación se muestran unas tablas comparativas de diferentes modelos de inversores fotovoltaicos disponibles en el mercado:

**Tabla III.1. Características de Inversores fotovoltaicos de potencia media-baja y de potencia alta.**



Marca	Sunways	Mastervolt	SMA	Ingeteam	IBC Solar	Atersa	Kostal	Mastervolt	SMA
Modelo	NT 10000	Sunmaster XL10k	SMC 8000TL	Ingecon Sun 10	ServeMaster 10000TL	Soleil 10kW	Piko 10.1	CP200TR	Sunny Central 630MV
Inversores Coordinados	3	3	1	1	1		3	1	
Eficiencia máxima	96,8%	96,0%	98,0%	94,9%	98,0%	93,8%	96,0%	96,2%	97,8%
Eficiencia europea	96,4%	95,0%	97,7%	93,3%	>97%		95,2%	97,0%	97,4%
T <sup>m</sup> max mpp	40°C	45°C	40°C	40°C	45°C	40°C	40°C	50°C	
Caída de P a T>T <sup>m</sup> max		-3%/C°		-2%/C°					
Grado de protección IP	IP54	IP55	IP65	IP54	IP54	IP21	IP55	IP20	IP54
Aisl. galvánico CC-CA	No	Si	Si	Si	No	Si	No	Si	Si
alto x ancho x prof. (cm)	81x50x18	140x58x48	61x47x24	115x66x54	70x52x25	105x85x55	45x52x23	190x140x85	360x530x250
Peso	30kg	95kg	33kg	192kg	35kg	280kg	34kg	1.330kg	30.000kg
Entrada CC									
Pmax	12.000W	11.250W	8.250W	11.000W	10.300W	10.000W	10.100W	230.000W	642.000W
Rango Vin		100-550V			250-1.000V	400-700V	180-950V	450-900V	
Rango Vmpp	350-720V	220-440V	333-500V	405-750V	430-800V	330-600V	400-850V	450-820V	500-820V
Vnom		400V		450V	700V		680V		
Vmax	850V	550V	700V	900V	1.000V	700V	950V	900V	1.000V
Vmax	850	550	700	900	1.000	700	950	900	1.000
Imax		45A	25A	30A	24A	53A	25A	500A	1.350A
Entradas	3	3	4	8	2	1	2	10	16
Salida CA									
Pmax	10.000W	10.395W	8.000W	11.000W	10.000W	10.000W	10.100W	220.000W	630.000W
Pnom	10.000W	9.900W	8.000W	10.000W	10.000W	10.000W	9.200W	200.000W	630.000W

Tabla III.2. Características de Inversores fotovoltaicos de potencia media-alta.

Marca	Ingeteam	Ingeteam	Ingeteam	Mastervolt	Mastervolt	Atersa	Atersa	Atersa	Solarmax	Solarmax
Modelo	Sun Smart 15	Sun Smart 20	Sun Smart 25	XL15	CS20TL	Soleil 15KW	Soleil 20KW	Soleil 25KW	20C	25C
Inversores Coordinados	1	1	1	3	2					
Eficiencia máxima	94,9%	95,5%	95,6%	96,0%	98,0%	94,2%	94,4%	94,5%	96,0%	96,0%
Eficiencia europea	93,8%	94,0%	94,5%	95,0%	97,0%				94,8%	94,8%
T <sup>a</sup> max mpp	40°C	40°C	40°C	45°C	50°C	40°C	40°C	40°C		
Caída de P a T <sup>a</sup> max				-3%/°C						
Grado de protección IP	IP65	IP66	IP67	IP55	IP65	IP21	IP21	IP21	IP20	IP20
Aisl. galvánico CC-CA	Si	Si	Si	Si	No	Si	Si	Si	No	No
alto x ancho x prof. (cm)	127x74x55	127x74x55	127x74x55	141x64x48	100x65x25	105x85x55	105x85x55	105x85x55	117x57x57	117x57x58
Peso	323,5kg	323,5kg	323,5kg	135kg	65kg	300kg	330kg	350kg	275kg	275kg
Entrada CC										
Pmax	15.000W	20.000W	25.000W	16.800W	22.000W	15.000W	20.000W	25.000W	24.000W	33.000W
Rango V <sub>in</sub>				100-600V	250-950V	400-700V	400-700V	400-700V		
Rango V <sub>mpp</sub>	405-750V	406-750V	407-750V	180-480V	350-800V	330-600V	330-600V	330-600V	430-800V	430-800V
V <sub>nom</sub>				400V	650V					
V <sub>max</sub>	900V	900V	900V	600V	1.000V	700V	700V	700V	900V	900V
I <sub>max</sub>	41A	57A	71A	90A	60A	67A	82A	100A	48A	63A
Entradas	8	10	10	3	2	1	1	1		
Salida CA										
Pmax	16.000W	22.000W	27.500W	15.750W	21.000W	15.000W	20.000W	25.000W	22.000W	27.500W
P <sub>nom</sub>	15.000W	20.000W	25.000W	15.000W	20.000W	15.000W	20.000W	25.000W	20.000W	25.000W

Sólo se dispone de los datos referentes al precio de algunos de los modelos indicados en las tablas, por este motivo, se suponen costes similares para los modelos de potencias similares. Estos precios son muy inferiores a los de los módulos, por esta razón es más importante elegir el mejor módulo antes de elegir el inversor. No se dispone de precios exactos de inversores fotovoltaicos de grandes potencias, aunque se sabe que estos son de costes ligeramente inferiores. La diferencia de precio entre inversores con y sin aislamiento galvánico tampoco se tendrá en cuenta puesto que si este no está incluido en el inversor, se tendría que comprar e instalar a parte, pues la normativa obliga a que exista este aislamiento galvánico cuando la electricidad producida es vertida a la red.

En el mercado existe mucha oferta de inversores de diferentes características. La clasificación fundamental se basa en su uso o para producción de energía eléctrica en instalaciones aisladas de la red eléctrica, o para el vertido de la energía a la red. En el caso de este proyecto fin de carrera se busca el uso de producción para el vertido a la red y por lo tanto en las tablas sólo se mostrarán inversores de este tipo.

La siguiente clasificación se suele hacer por tamaño o mejor dicho potencia máxima capaz de convertir. Se pueden distinguir tres grandes grupos, los de gran potencia,  $P > 30.000W$ , los de potencias medias,  $10.000W < P < 30.000W$ , y los de baja potencia,  $P < 10.000W$ . Todos los inversores suelen producir corriente trifásica a 400V a excepción de los de muy baja potencia, que producen en monofásica a 230V. También existen voltajes mayores en los inversores de gran potencia, puesto que están pensados para verter a tensiones mayores, incluso a redes de media tensión, más de 1.000V. Uno de estos casos, sería el modelo SMA Sunny Central 630MV que produce electricidad a 20.000V.

El seguidor más común del mercado suele tener una superficie de captación de radiación entre los 80 y los 120m<sup>2</sup> para albergar módulos poli o monocristalinos. Si se supone que utilizan un inversor por seguidor, estos serán de una potencia aproximada de:

$$P = S * \varepsilon * I_{STC} = 100m^2 \cdot 0,14 \cdot 1.000W / m^2 = 14.000W$$

Donde:

P es la potencia del inversor aproximada para el seguidor.

S es la superficie, considerando un valor medio de 100m<sup>2</sup>.

$\varepsilon$  es la eficiencia de los módulos en condiciones STC. Considerando un valor medio del 14% para módulos mono y policristalinos de media potencia.

$I_{STC}$  es la irradiación en condiciones de temperatura estándar. Por definición este valor es de 1000W/m<sup>2</sup>.

En el caso del seguidor que se diseña en este PFC, la superficie receptora puede ser grande puesto que se utiliza como actuador principal un cilindro hidráulico, elemento capaz de soportar grandes cargas y cuyo coste relativo a la fuerza capaz de soportar disminuye según aumenta dicha fuerza. Por esta razón se puede tomar como primera aproximación una superficie receptora de 120m<sup>2</sup>.

Además con el módulo fotovoltaico elegido, la eficiencia aumenta hasta el 19,3%, por lo tanto se obtendrá una potencia de inversor mayor que en la mayoría de los seguidores tradicionales.

$$P = S \cdot \varepsilon \cdot I_{STC} = 120m^2 \cdot 0,193 \cdot 1.000W / m^2 = 23.160W$$

Procediendo de la misma forma con  $160m^2$  se necesitaría un inversor de 30.880W.

Con estas primeras aproximaciones, se puede empezar comparando los inversores que se encuentran en el segmento de entre 15.000W y 30.000W.

La elección del inversor a emplear en este proyecto se basa en la mayor eficiencia máxima como en la mayor eficiencia europea. Se tiene en cuenta que a los inversores sin aislamiento galvanizado hay que añadirles un transformador y esto supone disminuir su eficiencia un 2% para poder compararlos en igualdad de condiciones. La separación galvánica es obligatoria dado que con los módulos utilizados es necesario poner el polo positivo de todas las ramas a tierra y además la normativa indica que este aislamiento es obligatorio. Por lo tanto, si el inversor no incluye este dispositivo, se deberá instalar antes de inyectar a red.

Observando la Tabla III.1 y Tabla III.2, se puede concluir que los inversores de mayor eficiencia, en el rango de potencias indicado son los modelos Mastervolt XL15 y Mastervolt CS20TL.

Por otro lado, se puede estudiar el uso de varios inversores de menor potencia por cada seguidor y así encontrarse también en el rango de potencia total indicada. En este caso, el inversor elegido sería el SMC 8000TL del fabricante SMA, que en eficiencia es superior a todos los demás modelos de la tabla incluso a los que no disponen de aislamiento galvánico como él. Esto es debido a que este inversor no utiliza un transformador para realizar dicho aislamiento. Esta característica no es tan ventajosa en el caso estudiado pues igualmente hará falta incorporar un transformador para poder poner a tierra el polo positivo de los módulos fotovoltaicos como se ha comentado anteriormente.

Los tres modelos son aptos para su instalación en exteriores. El menos protegido es el Mastervolt XL15 con IP55, los otros dos modelos tienen protección IP65.

El modelo que puede realizar un seguimiento de máxima potencia a mayor temperatura es el Mastervolt CS20TL, con 50°C y el que menos el SMC 8000TL con 40°C. Desafortunadamente, este dato no se puede tener en cuenta pues sólo uno de los tres modelos dispone del valor de caída de la eficiencia con el aumento de la temperatura por encima del límite, con lo que no se podrá comparar las pérdidas debidas a la temperatura.

El inversor de SMA es el que alcanza mejores eficiencias y su menor tamaño y peso, hacen más fácil su instalación, por estas razones, en este proyecto se utilizarán 2 o 3 inversores de este modelo por cada seguidor fotovoltaico.

**Potente**

- > Coeficiente de rendimiento > 98 %
- > Mejor coeficiente de rendimiento de adaptación con la regulación MPP OptiTrac
- > Sistema de refrigeración de alta eficiencia OptiCool
- > Sin transformador

**Seguro**

- > Seccionador de carga de CC integrado ESS
- > Para montaje interior y en intemperie

**Fiable**

- > Servicio SMA en todo el mundo y línea de atención al cliente
- > Amplio programa de garantía de SMA



# SUNNY MINI CENTRAL

## La amortización más rápida

Con los Sunny Mini Central sin transformador SMA marca nuevos estándares. Gracias a su topología completamente nueva estos inversores alcanzan por primera vez un rendimiento de más del 98 %, mientras que su proceso de producción optimizado logra el precio específico más bajo actualmente. Esto posibilita un rendimiento energético excelente con bajos costes de inversión y, con ello, un corto período de amortización de la instalación. Además, las tres diferentes clases de potencia posibilitan una flexibilidad máxima en el diseño de instalaciones FV medianas y grandes. La carcasa permite un montaje en intemperie cercano al generador, lo que facilita el cableado en el lado de CC. Al mismo tiempo la creación de unidades más pequeñas posibilita, también en grandes instalaciones, una monitorización detallada de los generadores parciales.



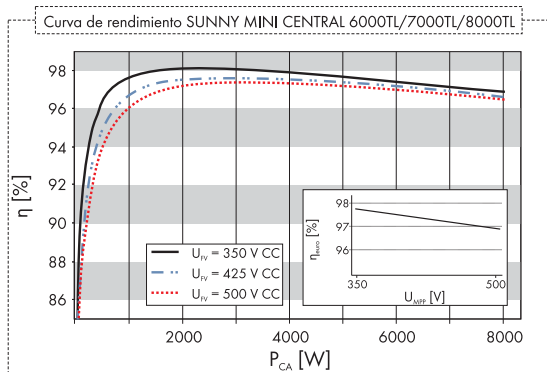
# Datos técnicos

## SUNNY MINI CENTRAL 6000TL / 7000TL / 8000TL

	SMC 6000TL	SMC 7000TL	SMC 8000TL
<b>Entrada (CC)</b>			
Potencia máxima de CC	6200 W	7200 W	8250 W
Tensión máx. de CC	700 V	700 V	700 V
Rango de tensión fotovoltaica, MPPT	333 V - 500 V	333 V - 500 V	333 V - 500 V
Corriente máx. de entrada	19 A	22 A	25 A
Número de seguidores de MPP	1	1	1
Número máximo de Strings (en paralelo)	4	4	4
<b>Salida (CA)</b>			
Potencia nominal de CA	6000 W	7000 W	8000 W
Potencia máxima de CA	6000 W	7000 W	8000 W
Corriente máx. de salida	27 A	31 A	35 A
Tensión nominal de CA / rango	220V - 240V / 180V - 260V	220V - 240V / 180V - 260V	220V - 240V / 180V - 260V
Frecuencia de red de CA (de ajuste automático) / rango	50 Hz / 60 Hz / $\pm 4,5$ Hz	50 Hz / 60 Hz / $\pm 4,5$ Hz	50 Hz / 60 Hz / $\pm 4,5$ Hz
Factor de potencia (cos $\phi$ )	1	1	1
Conexión de CA / Power Balancing	monofásica / ●	monofásica / ●	monofásica / ●
<b>Rendimiento</b>			
Rendimiento máx.	98,0 %	98,0 %	98,0 %
Rendimiento europeo	97,7 %	97,7 %	97,7 %
<b>Dispositivos de protección</b>			
Protección contra polarización inversa (CC)	●	●	●
Seccionador de carga de CC ESS	●	●	●
Resistencia al cortocircuito (CA)	●	●	●
Monitorización de toma a tierra	●	●	●
Monitorización de red (SMA Grid Guard)	●	●	●
Protección diferencial integrada sensible a la corriente universal	●	●	●
<b>Datos generales</b>			
Dimensiones (ancho x alto x fondo) en mm	468 / 613 / 242	468 / 613 / 242	468 / 613 / 242
Peso	31 kg	32 kg	33 kg
Rango de temperatura de servicio	-25 °C ... +60 °C	-25 °C ... +60 °C	-25 °C ... +60 °C
Emisiones de ruido (típicas)	$\leq 31$ dB(A)	$\leq 33$ dB(A)	$\leq 40$ dB(A)
Consumo característico: funcionamiento (stand-by) / nocturno	< 10 W / 0,25 W	< 10 W / 0,25 W	< 10 W / 0,25 W
Topología	sin transformador	sin transformador	sin transformador
Sistema de refrigeración	OptiCool	OptiCool	OptiCool
Lugar de montaje: interior / en intemperie (IP65)	●/●	●/●	●/●
<b>Características</b>			
Conexión de CC: MC3 / MC4 / Tyco	○/●/○	○/●/○	○/●/○
Conexión de CA: borne roscado	●	●	●
Display LCD	●	●	●
Interfaces: Bluetooth® / RS485	○/○	○/○	○/○
Garantía: 5 años / 10 años / 15 años / 20 años / 25 años	●/○/○/○/○	●/○/○/○/○	●/○/○/○/○
Certificados y autorizaciones	www.SMA-Iberica.com	www.SMA-Iberica.com	www.SMA-Iberica.com

● Equipamiento de serie ○ Opcional

Datos en condiciones nominales - Última actualización: Septiembre 2009



### Accesorios



Interfaz RS485  
485PB-NR



Bluetooth Piggy-Back



SMA Power Balancer  
cable Y PBL-YCABLE-10

Las primeras aproximaciones de las superficies resultantes por seguidor serían:

$$2 \text{ inversores} \rightarrow P_{\text{inversor}} = 2 \cdot 8.250W = 16.500W \quad S = 16.500W / (1.000 \cdot 0,193) = 85m^2$$

$$3 \text{ inversores} \rightarrow P_{\text{inversor}} = 3 \cdot 8.250W = 24.750W \quad S = 24.750W / (1.000 \cdot 0,193) = 128m^2$$

La primera opción se descarta por estar por debajo de los  $100m^2$  de superficie de captación.

Coordinando tres inversores monofásicos de este modelo, se puede obtener una salida trifásica a un voltaje de 400V por seguidor.

Para saber la potencia fotovoltaica conectada al inversor, se tiene que elegir una configuración de módulos en paralelo y en serie, o lo que es lo mismo, número de ramas y de módulos por rama. Esta configuración viene dada por la condición de menores costes, es decir, de usar el mayor número de módulos fotovoltaicos por cada inversor, cumpliendo los límites técnicos que los inversores imponen, es decir, no superar ni tensiones ni intensidades ni potencias máximas en las condiciones de temperatura a las que van a estar sometidos.

La tensión máxima soportada por el inversor es de  $V_{cc,max} = 700V$  y la tensión en vacío del módulo fotovoltaico es de  $V_{oc,módulo} = 64,6V$  en condiciones STC, es decir a  $25^\circ C$  y con una irradiación de  $1000W/m^2$ , que se puede corregir pues en la localización a estudio se puede suponer un caso extremo de una temperatura mínima de  $10^\circ C$  con una irradiación máxima de  $869W/m^2$ . Si se corrige el valor de la tensión con el coeficiente térmico de  $C_{V_{oc}-T} = -176,6mV/K$  proporcionado por el fabricante y el coeficiente correspondiente a la irradiación que se puede calcular interpolando linealmente los valores de voltaje en circuito abierto del módulo en condiciones STC y NTC,

$$C_{V_{oc}-I} = \frac{64,6V - 60,5V}{1000W/m^2 - 800W/m^2} = 0,0205V/(W/m^2)$$

Y se obtiene una tensión máxima de,

$$V_{oc,max,módulo} = 64,6V - 0,1766V/K \cdot (10 - 25)K + 0,0205V/(W/m^2) \cdot (869 - 1.000)W/m^2 = 64,69V$$

y por lo tanto el número máximo de módulos en serie por cada rama será,

$$n_{m,serie} = \frac{V_{cc,max}}{V_{oc,max,módulo}} = \frac{700V}{64,69V} = 10 \text{ módulos}$$

Para calcular el número máximo de módulos que se pueden conectar en total, se debe conocer cual es la potencia máxima que alcanzará el módulo pues se sabe que la potencia máxima del inversor en la parte de continua es  $P_{cc,max} = 8.250W$  y que el módulo tiene una potencia máxima de  $P_{módulo} = 315W$  en condiciones STC, con un coeficiente de temperatura de  $C_{P_{módulo}-T} = -0,38\%/K$  y que si se interpola de la misma manera que se ha hecho con el voltaje en



circuito abierto, se obtiene coeficiente de corrección de la potencia máxima del módulo en función de la irradiación de,

$$C_{P_{\text{módulo}}-I} = \frac{315W - 231W}{1000W/m^2 - 800W/m^2} = 0,42W/(W/m^2)$$

Y se obtiene una potencia máxima de,

$$P_{\text{max.módulo}} = 315W - 315W \cdot 0,0038/K \cdot (10 - 25)K + 0,42W/(W/m^2) \cdot (869 - 1.000)W/m^2 = 280,46W$$

y por lo tanto el número total de módulo que se pueden conectar por cada inversor es de,

$$n_{\text{t.módulos}} = \frac{P_{\text{cc.max}}}{P_{\text{max.módulo}}} = \frac{8.250W}{280,46W} = 29 \text{módulos}$$

Teniendo en cuenta que se conectan tres inversores en paralelo por seguidor, el número máximo de módulos por seguidor será de 87 módulos.

Por último el número de ramas que puede haber en paralelo se calcula sabiendo que no se debe superar la intensidad máxima de entrada al inversor  $I_{\text{cc.max}} = 25A$ . El módulo tiene una intensidad de cortocircuito de  $I_{\text{SC}} = 6,14A$  en condiciones STC, que se puede corregir de la misma forma que se ha hecho con la potencia máxima y el voltaje en circuito abierto, con un coeficiente de temperatura de  $C_{I_{\text{SC}}-T} = 0,0035A/K$  y un coeficiente de corrección en función de la irradiación de,

$$C_{I_{\text{SC}}-I} = \frac{6,14A - 4,97A}{1000W/m^2 - 800W/m^2} = 0,00585A/(W/m^2)$$

Y se obtiene una intensidad de cortocircuito de,

$$I_{\text{SC}} = 6,14A + 0,0035A/K \cdot (10 - 25)K + 0,00585A/(W/m^2) \cdot (869 - 1.000)W/m^2 = 5,015A$$

y por lo tanto el número total de ramas de módulos en paralelo que se pueden conectar por cada inversor es de,

$$n_{\text{ramas}} = \frac{I_{\text{cc.max}}}{I_{\text{SC}}} = \frac{25A}{5,015W} = 4 \text{ramas}$$

Al haber tres inversores conectados en paralelo, no podrá haber más de 12 ramas por seguidor.

Para aprovechar al máximo cada inversor, habrá que elegir la configuración que permita un mayor número de módulos totales sin superar el límite calculado de 87 módulos.

Si se utilizan 6 ramas de 10 módulos cada una, que es el máximo de módulos por rama posible, se tendrían 60 módulos.

Si se utilizan 9 ramas de 9 módulos cada una, se tendrían 81 módulos.

Si se utilizan 12 ramas, que es el máximo de ramas en paralelo posibles, de 7 módulos cada una, se tendrían 84 módulos.

La última configuración es la óptima para el seguidor por ser la que mejor aprovecha la capacidad del inversor fotovoltaico y será la empleada en este PFC.

A continuación se analizan las ventajas e inconvenientes que tiene utilizar un inversor para cada seguidor frente a un inversor centralizado.

#### Ventajas:

- Mayor rendimiento global, de toda la planta. En el caso de que no todos los seguidores se encuentren en el mismo punto de producción de temperatura e irradiación o que un seguidor esté averiado o que un seguidor tenga diferentes sombras que otro o cualquier otra razón que haga que los módulos no tengan porque dar su máxima potencia al mismo voltaje, con un inversor por seguidor se seguirá mejor el punto de máxima potencia de cada seguidor y por lo tanto mejorará el rendimiento global de la planta.
- Si hay que sustituir alguno, el importe es menor y por lo tanto se distribuyen mejor los costes de mantenimiento. Además la mayor facilidad de transporte, manejo e instalación permiten tener la planta sin producir menores tiempos durante su sustitución.
- Se tiene un mayor control sobre la planta ya que se puede observar el comportamiento de cada seguidor y analizar si alguno no se encuentra en las condiciones óptimas por malas conexiones eléctricas, mala orientación del seguidor o cualquier otro motivo.
- Si un inversor central se avería, se detiene la producción de energía eléctrica de toda la planta hasta que se repare. Con la otra configuración sólo dejaría de producir electricidad un seguidor solar.
- No necesitan situarse en el interior de una caseta, puesto que disponen de la protección necesaria contra el polvo y el agua para instalarlos en el exterior.
- Al encontrarse al aire libre no necesitan de una refrigeración forzada adicional.
- Pueden instalarse en fábrica con el resto de los elementos del seguidor, cuadro eléctrico, autómatas, bomba hidráulica, etc. De este modo se ahorra trabajo en obra, que es más costoso en tiempo y dinero.
- Menor cable en continua ya que se pueden instalar en el exterior (intemperie) muy cerca de los paneles.

#### Inconvenientes:

- Su menor tamaño y peso permiten una mayor facilidad de hurto.
- La inversión inicial es mayor debido a que son más caros que los inversores centrales.
- En el caso de necesitar un mantenimiento periódico, será más costoso en tiempo.

Para reforzar la decisión de utilizar un conjunto de inversores pequeños frente a uno

centralizado, se procede a comprobar que las pérdidas eléctricas producidas en los conductores de continua son mayores que las pérdidas en los conductores de alterna del inversor seleccionado.

Para saber las pérdidas en los conductores de la parte de continua y de trifásica se utilizan las siguientes fórmulas:

$$P_{\text{perdida}} = I^2 \cdot R_{\text{conductor}} \qquad R_{\text{conductor}} = \frac{\rho \cdot l}{s}$$

Donde:

$I$  es la intensidad que circula por el conductor. Este valor es diferente para los conductores de continua y los de alterna puesto que dependen de la intensidad que produzca los módulos y el inversor respectivamente.

$\rho$  es la resistividad del conductor. Para los conductores que se van a usar, de cobre, toma el valor de  $0,018 \Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{m}$ .

$l$  es la longitud del conductor. Para saber las pérdidas por unidad de volumen de conductor de cobre, no es necesario este dato.

$s$  es la sección de los conductores. Se elige una sección normalizada de  $16 \text{mm}^2$  para cada conductor de continua, es decir, una sección total de  $192 \text{mm}^2$  si se tiene en cuenta las 12 ramas y una sección normalizada de  $25 \text{mm}^2$  por conductor de alterna, es decir, una sección total de  $75 \text{mm}^2$  si se tiene en cuenta las tres fases, no son cuatro conductores porque, al ser corriente trifásica equilibrada, por el neutro no circula corriente y no habrá pérdidas. Estas secciones son las máximas que permiten los conectores del inversor y son las que menos pérdidas darán, sin embargo, para comparar las pérdidas a ambos lados del inversor utilizando la misma cantidad de cobre, se necesita una sección total de conductor similar para ambos casos. Se puede aumentar la sección de salida o disminuir la de entrada. En este caso se sustituye los conductores de entrada de  $16 \text{mm}^2$  por otros de  $6 \text{mm}^2$  obteniéndose una sección total equivalente de  $72 \text{mm}^2$  en el lado de continua.

Por simplicidad, para la parte de alterna se utilizará la potencia y el voltaje en vez de la intensidad. Por ser corriente trifásica, habrá que aplicar la siguiente fórmula:

$$I = \frac{P}{V \cdot \sqrt{3}}$$

Como de los datos disponibles de los módulos, los medidos en condiciones STC son los más cercanos a las condiciones de potencia máxima, se toma la intensidad a máxima potencia y en dichas condiciones para calcular las pérdidas en los conductores de continua.

Considerando condiciones STC, la intensidad máxima por cada rama viene dada por la intensidad en el punto de máxima potencia del módulo SPWR 315, que es de  $5,76 \text{A}$  según la Tabla II.1.

Por lo tanto las pérdidas en los conductores de corriente continua son de:

$$\frac{P_{perdida}}{l} = \frac{I^2 \cdot \rho \cdot l}{s \cdot l} = \frac{(12 \cdot 5,76 A)^2 \cdot 0,018 \Omega mm^2 / m}{72 mm^2} = 1,19 W / m$$

En porcentaje, respecto a la potencia que transportan dichos conductores, se pierde un 0,0045 % de los 26.460W de potencia máxima que producirían los 84 módulos fotovoltaicos en condiciones STC. Se recuerda que estas condiciones son difíciles de alcanzar en España puesto que suponen una irradiación muy alta, de 1000W/m<sup>2</sup>, a una temperatura de 25°C, pero son los datos proporcionados por el fabricante que más cerca se encuentran al punto de máxima potencia del seguidor aquí diseñado.

En el caso de los conductores de alterna, se considera la intensidad de salida, la correspondiente a la medida en condiciones nominales del inversor.

Pérdidas en los conductores de corriente alterna trifásica, en condiciones nominales del inversor.

$$\frac{P_{perdida}}{l} = \left( \frac{P}{V} \right)^2 \frac{\rho \cdot l}{3 \cdot s \cdot l} = \left( \frac{24000 W}{400 V} \right)^2 \frac{0,018 \Omega mm^2 / m}{3 \cdot 75 mm^2} = 0,288 W / m$$

En porcentaje, respecto a la potencia que transportan dichos conductores, se pierde un 0,0012% de los 24.000W de potencia nominal producida por los tres inversores fotovoltaicos.

Con estos datos se concluye que las pérdidas por cada metro de conductor son más de 3 veces superiores en la parte de continua que en la de alterna. Al poner los inversores en cada seguidor, se reduce la longitud de los conductores de continua, mientras que se aumenta la distancia al punto de vertido a la red eléctrica y por lo tanto se reducen las pérdidas.

Se concluye que el mayor rendimiento de la planta, las menores pérdidas en el cableado y el menor coste de cableado y mantenimiento de los inversores compensa los mayores costes de adquisición de los inversores pequeños frente a uno centralizado.

Con las pérdidas por metro de conductor calculadas, se puede calcular las pérdidas máximas totales en los conductores de una planta de 10MW, tamaño que se propone en el capítulo 4.2.

La longitud de cables en la parte de continua es de aproximadamente 10m.

Como se calcula en el capítulo indicado anteriormente, la expansión de la planta sería aproximadamente de  $20 \cdot 43m = 860m$  por  $8 \cdot 46m = 368m$ , esto supone que la distancia media de los seguidores al punto de vertido será aproximadamente de  $\sqrt{\left(\frac{860}{2}\right)^2 + \left(\frac{368}{2}\right)^2} = 468m$  que se correspondería también con la longitud de conductor en el lado de alterna.

Con estas longitudes se obtienen unas pérdidas máximas del  $0,045\% + 0,562\% = 0,607\%$  de la potencia total.

## Anexo IV.- Catálogos de seguidores solares

A continuación se exponen las hojas de características de diversos modelos de seguidores solares de seguimiento en dos ejes. Estos catálogos serán útiles para comparar el seguidor diseñado con los existentes en el mercado. No se expone ningún catálogo de máquinas de seguimiento a un solo eje por no disponer de los mismos.

Seguidor solar Triton 2E10kW:

### CARACTERISTICAS TECNICAS

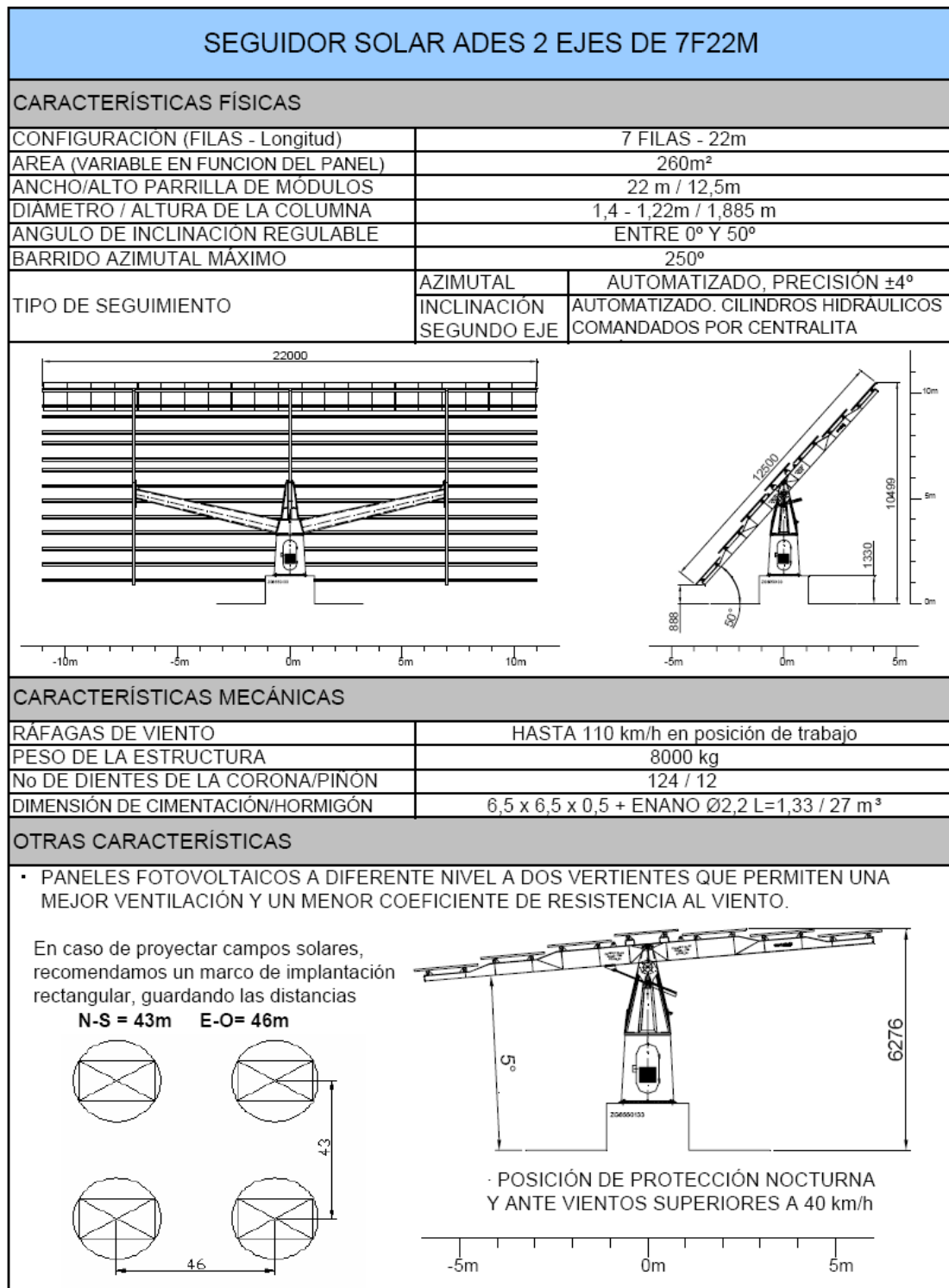
SEGUIDOR SOLAR.- Estructura metálica y bastidor para seguimiento solar en 2 ejes (azimutal y elevación) con movimiento mediante motorreductores trifásicos.

<b>SEGUIDOR SOLAR TRITON 2E10kw</b>	
ESTRUCTURA	ESTRUCTURA DE ACERO GALVANIZADO EN CALIENTE
SUPERFICIE DE MODULOS	78 metros cuadrados aproximadamente (dependiendo del tipo de placa)
POTENCIA FOTOVOLTAICA	10KW ( EN FUNCION DE LA POTENCIA DE LOS MODULOS )
TECNOLOGIA DE SEGUIMIENTO	CALCULO ASTRONOMICO PROGRAMADO EN PLC
TECNOLOGIA DE POSICIONAMIENTO	POTENCIOMETRO PARA EL GIRO AZIMUTAL E INCLINOMETRO PARA ELEVACION
SISTEMA DE PROTECCION CONTRA EL VIENTO	PROGRAMABLE. POSICIONAMIENTO HORIZONTAL SEGÚN CARACTERISTICAS DE PANELES FOTOVOLTAICOS
ALTURA DEL SEGUIDOR	7.000 mm (DESDE LA CIMENTACION Y LAS PLACAS EN POSICION VERTICAL)
ANCHURA DEL SEGUIDOR	13.500 mm
PESO SIN MODULOS Y SIN CIMENTACION	2.300 Kg.
CIMENTACION	CIMENTACION DE HORMIGON ARMADO CON MALLAZO
EJES DE SEGUIMIENTO	2 EJES: AZIMUTAL Y ELEVACION
ANGULOS DE GIRO	EJE AZIMUTAL: -135° A 135° ELEVACION: 10° A 80°
GIRO AZIMUTAL	MEDIANTE MOTOREDUCTORA DE BRIDA GIRATORIA
GIRO ELEVACION	MEDIANTE ACTUADOR LINEAL CON ACCIONAMIENTO ELECTROMECHANICO
ALIMENTACION DE SERVICIO	TRIFASICO MAS NEUTRO 400V
CONSUMO DE MOTORES	MENOR A 100 Kwh./AÑO
AUTOMATIZACION	AUTOMATA PROGRAMABLE PLC TOTALMENTE INDEPENDIENTE EN CADA SEGUIDOR, CON POSIBILIDAD DE TELEOPERACION E INTERCONEXION

Presentación del seguidor solar de 2 Ejes TRITON 6

Figura IV.1. Hoja de características del seguidor solar Triton 2E10kW

Seguidor solar ADES 7F22M:



**ades**  
ENERGÍA SUPERIOR

Polígono Malpica-Alfindér  
Calle La Sabina Nº 13  
50171 Zaragoza (España)  
Tel: + 34 976 57 11 93  
Fax: +34 876 24 60 24

[www.ades.tv](http://www.ades.tv)

Figura IV.2. Hoja de características del seguidor solar ADES 7F22M



## Seguidor solar Southface110 de Mecapisa:

- Superficie máxima panelable: 112 m<sup>2</sup>
- Potencia pico instalable: 13-15 Kwp (según módulos FV instalados)
- Longitud máxima de las correas: 13 m.
- Cota máxima de altura: 8 m. (amanecer y atardecer)
- Bastidor principal en acero de construcción galvanizado
- Correas de acero galvanizado
- Sistema de anclaje de paneles sobre correas
- Accionamiento: En eje de giro azimutal mediante sinfín corona encapsulados
- Motor: C.A. Trifásico. Potencia < 0,55 Kw
- Campo de giro azimutal: 180°
- Campo de giro cenital: de 25° a 60° (respecto a la vertical)
- Resistencia al viento: Cumple normativa del nuevo Código Técnico de Edificación (CTE).
- Defensa controlada por anemómetro y veleta.
- Peso: 2.600 Kg (sin cimentación ni paneles)



La Puebla de Almoradiel (Toledo) - 128 uds. SF-110



[www.mecapisa.com](http://www.mecapisa.com)  
 energías renovables  
*evolución*

Parque Tecnológico de Boecillo, P-135  
 47151 Valladolid  
 T. 983 20 22 18 | F. 983 21 22 18  
 info@mecapisa.com

Figura IV.3. Hoja de características del seguidor solar Southface110 de Mecapisa

## Seguidor solar SHS345:

CARACTERISTICAS SEGUIDOR SHS345	
Disposición de los paneles	12 filas (largo de 14 a 18 metros)
Superficie de el portaplacas	345 m <sup>2</sup>
Giro sobre el eje Z	+55° a -55°
Movimiento sobre el eje Z	Cilindros hidráulicos
Giro sobre el eje X	+55° a -15°
Movimiento sobre el eje X	Cilindros hidráulicos
Elementos de seguridad	Anemómetro - Válvulas overcenter y sensores en cilindros para control de presión.
Peso de la estructura	> 14.000 Kg.
Distancia entre seguidores	Entre 50 y 60 metros (según inclinación del terreno).
Seguimiento solar	Mediante controlador
Estructura calculada para soportar vientos de 100 Km/h en modo de funcionamiento y ráfagas de 120 Km/h.	
Ante vientos mayores de 80 Km/h la máquina pasa a posición de reposo (programable).	



Figura IV.4. Hoja de características del seguidor solar SHS345



Seguidor Titan Tracker 110-211 ATR:

**MODELO TITAN TRACKER 110-211 ATR**

Característica	Observaciones
Modelo	TITAN TRACKER 110-211 ATR
Seguimiento	Dos ejes, con inicio cenital en 10°
Aplicación	Fotovoltaica plana
Potencia máxima admitida	Variable con rendimiento del módulos empleado
Capacidad	211 m <sup>2</sup> (2 tableros simétricos de 105,5 m <sup>2</sup> )
Altura del eje a pista	4.100 mm
Altura máxima a pista	8.700 mm
Diámetro de giro	20.340 mm en la pista
Diámetro de giro máx.	24.540 mm entre límites
Tensión de funcionamiento	220 V, 50 Hz
<b>Estructura</b>	
Material	Acero SJ 275 y S250GDZ275
Protección	Galvanizado en caliente
Uniones	Tomillería galvanizada
Estándar	NBE-EA-95
Marcado CE	Sí
Viento último máximo	>110 Km/h en cualquier posición
Viento posición seguridad	Ajustable
Cimentación (hormigón)	13,5 m <sup>3</sup> sin encofrado
Cimentación (acero)	197 Kg
Peso (sin módulos)	6.820 Kg
Instalación	Instalable por el cliente. Se sirve pre-montado
Garantía	10 años (estructura)
<b>Accionamientos:</b>	
Tipo	Moto-reductores eléctricos
Transmisión (azimutal)	Piñón-corona
Transmisión (elevación)	Piñón-corona con husillo
Potencia	3 x 120 W
Precisión	Ajustable
Rango azimut	360° (desde -180° a +180°)
Rango elevación	70° (desde 10° a +80°)
Garantía	3 años
<b>Sistema de control</b>	
Tipo	Controlador PLC (uno por emplazamiento)
Estrategia de control	Lazo abierto, según algoritmo
Calibración	Ajustable
Comunicaciones	RS485
Posición nocturna	Ajustable
Cuadro eléctrico	Totalmente cableado. Incluye protecciones. IP65
Instalación	Instalable por el cliente. Se sirve pre-montado

Figura IV.5. Hoja de características del seguidor Titan Tracker

Seguidor solar Sendekia Tracker Kit:

**Características físicas.-**

1. Superficie de soporte de paneles FV: 100m<sup>2</sup>.
2. Potencia: entre 13kWp y 18kWp según el tipo de panel FV utilizado.
3. Ángulos de trabajo:
  - a. Giro sobre eje vertical: programado para 240°.
  - b. Giro sobre eje horizontal: programado para ángulos entre 0° y 70°.
4. Altura del eje horizontal: 2,70mts sobre nivel de cimentación (pista de rodadura).
5. Alturas máximas:
  - a. Posición 0°: 3,00mts sobre nivel de cimentación (pista de rodadura).
  - b. Posición 70°: Entre 6,00 y 8,00mts sobre nivel de cimentación (pista de rodadura).
6. Diámetro de pista: 8mts.
7. Diámetro máximo ocupado en el radio de giro vertical: 14mts.
8. Seguimiento de 0,5° en los dos ejes.

**Figura IV.6. Hoja de características del seguidor solar Sendekia Tracker Kit**

## **Anexo V.- Datos de irradiación en la península ibérica**

En este anexo se adjuntan datos de irradiación de diferentes lugares de la península ibérica, que servirán para diferentes estudios y cálculos de los capítulos incluidos en este PFC.

La fuente de información proviene de la base de datos Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS ©) del Joint Research Center (JRC) de la Comisión Europea (CE), debidamente citada en la bibliografía, que utiliza mediciones de irradiación solar y temperaturas de distintas estaciones meteorológicas europeas junto con mediciones de irradiación por satélite y aplicando métodos estadísticos para determinar la irradiación media que existe en un determinado lugar, así como el cálculo de pérdidas eléctricas en instalaciones fotovoltaicas debidas a los cambios de temperatura.

De los casos analizados, el municipio que recibe mayor irradiación solar es Ayamontes (Huelva) y el que menos Castro-Urdales (Cantabria). En este anexo se exponen los datos de irradiación solar para ambas localizaciones.

Las tablas que se muestran a continuación contienen la media de los siguientes datos mensuales:

Ed, que es el promedio diario de producción de energía eléctrica para el sistema fotovoltaico determinado (kWh).

Em, que es el promedio mensual de producción de energía eléctrica para el sistema fotovoltaico determinado (kWh).

Hd, que es el promedio diario de irradiación solar incidente sobre el módulo fotovoltaico por cada metro cuadrado de superficie (kWh/m<sup>2</sup>).

Hm, que es el promedio mensual de irradiación solar incidente sobre el módulo fotovoltaico por cada metro cuadrado de superficie (kWh/m<sup>2</sup>).

La primera tabla se refiere a una instalación fotovoltaica fija con orientación e inclinación óptimas para una mayor producción de energía eléctrica.

La segunda tabla contiene los datos de una instalación fotovoltaica de seguidores solares de un eje vertical.

La tercera tabla contiene los datos de una instalación fotovoltaica de seguidores solares de un eje inclinado.

La cuarta tabla contiene los datos de una instalación fotovoltaica de seguidores solares de dos ejes.

Todos los casos tienen como supuesto una instalación de 10kW de potencia nominal de módulos policristalinos con las mismas pérdidas eléctricas y de reflectancia y con unas pérdidas por temperatura calculadas automáticamente con los datos de temperatura de las estaciones meteorológicas.

## Performance of Grid-connected PV

### PVGIS estimates of solar electricity generation

Location: 37°32'40" North, 7°28'54" West, Elevation: 160 m a.s.l.,  
 Nearest city: Ayamonte, Spain (38 km away)

Nominal power of the PV system: 10.0 kW (crystalline silicon)

Estimated losses due to temperature: 12.0% (using local ambient temperature)

Estimated loss due to angular reflectance effects: 2.6%

Other losses (cables, inverter etc.): 12.0%

Combined PV system losses: 24.6%

Fixed system: inclination=32 deg., orientation=1 deg. (optimum)				
Month	Ed	Em	Hd	Hm
Jan	32.40	1010	4.07	126
Feb	33.40	934	4.25	119
Mar	44.20	1370	5.79	179
Apr	43.90	1320	5.83	175
May	49.70	1540	6.66	207
Jun	48.70	1460	6.67	200
Jul	50.40	1560	6.97	216
Aug	50.10	1550	6.93	215
Sep	46.10	1380	6.26	188
Oct	41.50	1290	5.50	170
Nov	29.80	893	3.82	115
Dec	27.10	840	3.42	106
Year	41.50	1260	5.52	168
Total for year		15100		2020

Vertical axis tracking system optimal inclination=54°				
Month	Ed	Em	Hd	Hm
Jan	40.50	1260	5.18	161
Feb	41.10	1150	5.31	149
Mar	56.70	1760	7.47	232
Apr	57.40	1720	7.58	227
May	69.20	2140	9.17	284
Jun	69.30	2080	9.35	281
Jul	72.50	2250	9.89	307
Aug	69.30	2150	9.51	295
Sep	60.80	1820	8.23	247
Oct	52.80	1640	7.06	219
Nov	37.00	1110	4.84	145
Dec	33.30	1030	4.29	133
Year	55.10	1680	7.34	223
Total for year		20100		2680

Figura V.1. Datos de irradiación solar en Ayamonte (Huelva)

Inclined axis tracking system optimal inclination=35°				
Month	Ed	Em	Hd	Hm
Jan	39.20	1220	4.96	154
Feb	40.80	1140	5.26	147
Mar	57.50	1780	7.59	235
Apr	58.40	1750	7.76	233
May	69.90	2170	9.30	288
Jun	69.20	2080	9.36	281
Jul	72.90	2260	9.98	309
Aug	70.70	2190	9.74	302
Sep	62.10	1860	8.43	253
Oct	53.00	1640	7.06	219
Nov	36.20	1090	4.69	141
Dec	32.00	991	4.06	126
Year	55.30	1680	7.36	224
Total for year		20200		2690

2-axis tracking system				
Month	Ed	Em	Hd	Hm
Jan	41.40	1280	5.32	165
Feb	41.60	1160	5.39	151
Mar	57.60	1780	7.61	236
Apr	58.90	1770	7.82	235
May	72.10	2230	9.64	299
Jun	72.70	2180	9.92	298
Jul	75.90	2350	10.50	324
Aug	71.70	2220	9.90	307
Sep	62.10	1860	8.43	253
Oct	53.70	1660	7.18	223
Nov	37.60	1130	4.94	148
Dec	34.00	1050	4.39	136
Year	56.70	1720	7.60	231
Total for year		20700		2770

Figura V.2. Datos de irradiación solar en Ayamonte (Huelva)

## Performance of Grid-connected PV

### PVGIS estimates of solar electricity generation

Location: 43°22'53" North, 3°13'23" West, Elevation: 19 m a.s.l.,  
Nearest city: Castro-Urdiales, Spain (1 km away)

Nominal power of the PV system: 10.0 kW (crystalline silicon)  
Estimated losses due to temperature: 8.9% (using local ambient temperature)  
Estimated loss due to angular reflectance effects: 2.8%  
Other losses (cables, inverter etc.): 12.0%  
Combined PV system losses: 22.1%

Fixed system: inclination=34 deg., orientation=-4 deg. (optimum)				
Month	Ed	Em	Hd	Hm
Jan	18.50	573	2.25	69.7
Feb	24.10	675	2.97	83.1
Mar	34.90	1080	4.42	137
Apr	36.70	1100	4.70	141
May	40.30	1250	5.24	162
Jun	42.00	1260	5.53	166
Jul	42.30	1310	5.63	174
Aug	40.50	1260	5.38	167
Sep	38.20	1150	4.98	149
Oct	28.90	896	3.70	115
Nov	19.80	595	2.45	73.4
Dec	16.20	501	1.98	61.3
Year	31.90	970	4.11	125
Total for year		11600		1500

Vertical axis tracking system optimal inclination=51°				
Month	Ed	Em	Hd	Hm
Jan	21.60	669	2.64	82.0
Feb	28.10	786	3.48	97.4
Mar	42.40	1310	5.38	167
Apr	45.10	1350	5.74	172
May	51.50	1600	6.60	205
Jun	55.10	1650	7.15	214
Jul	55.80	1730	7.31	227
Aug	51.50	1600	6.77	210
Sep	47.00	1410	6.12	184
Oct	34.20	1060	4.40	136
Nov	23.00	691	2.86	85.7
Dec	18.80	583	2.32	72.0
Year	39.60	1200	5.07	154
Total for year		14400		1850

Figura V.3. Datos de irradiación solar en Castro-Urdiales (Cantabria)

Inclined axis tracking system optimal inclination=36°				
Month	Ed	Em	Hd	Hm
Jan	20.90	647	2.54	78.7
Feb	27.70	776	3.42	95.6
Mar	42.70	1320	5.42	168
Apr	45.40	1360	5.79	174
May	51.30	1590	6.59	204
Jun	54.50	1630	7.07	212
Jul	55.50	1720	7.28	226
Aug	51.80	1610	6.83	212
Sep	47.50	1420	6.18	185
Oct	34.00	1050	4.35	135
Nov	22.40	671	2.76	82.7
Dec	18.10	560	2.21	68.6
Year	39.40	1200	5.04	153
Total for year		14400		1840

2-axis tracking system				
Month	Ed	Em	Hd	Hm
Jan	22.00	681	2.70	83.7
Feb	28.30	791	3.50	98.1
Mar	42.80	1330	5.44	169
Apr	45.70	1370	5.82	175
May	52.70	1630	6.79	210
Jun	56.90	1710	7.41	222
Jul	57.40	1780	7.56	234
Aug	52.40	1630	6.91	214
Sep	47.50	1430	6.18	186
Oct	34.50	1070	4.43	137
Nov	23.30	699	2.90	86.9
Dec	19.20	594	2.38	73.7
Year	40.30	1230	5.18	158
Total for year		14700		1890

Figura V.4. Datos de irradiación solar en Castro-Urdiales (Cantabria)

Existen otras muchas bases de datos que recogen información sobre irradiación solar, incluso hay fórmulas que permiten conocer cual sería la irradiación solar con cielo despejado [YÁÑEZ, 2008].

De los anteriores datos, se observa que aproximadamente un 25% de la energía que teóricamente podría producir el módulo se pierde. De estas pérdidas, aproximadamente la mitad son debidas al efecto de la temperatura y la otra mitad a pérdidas en inversores, cables y otros elementos de la instalación.

Tanta pérdida de energía se puede evitar, por un lado, utilizando elementos más eficientes, como elegir inversores con eficiencias cercanas al 100%, o cables sobredimensionados para minimizar pérdidas.

Por otro lado el efecto que tienen las altas temperaturas sobre la disminución de la eficiencia en



los módulos es considerable, por esta razón, parece razonable que los fabricantes de módulos se planteen nuevas formas de disipar el calor en los momentos de mayor temperatura. Desde el capítulo de proyectos futuros, se propone la realización de un estudio en este sentido.

Por otro lado, extrayendo datos de las tablas anteriores se pueden realizar las siguientes comparaciones de irradiación solar y de energía producida.

**Tabla V.3. Comparación de datos anuales.**

	Em Ayamonte	Hm Ayamonte		Em Castro- Urdiales	Hm Castro- Urdiales		$\Delta$ Em	$\Delta$ Hm
Estructura fija	2020	15100		1500	11600		26%	23%
Seguimiento vertical	2680	20100		1850	14400		31%	28%
Seguimiento inclinado	2690	20200		1840	14400		32%	29%
Seguimiento a 2 ejes	2770	20700		1890	14700		32%	29%

Donde  $\Delta$ Hm es la diferencia de producción eléctrica en función de la localización y  $\Delta$ Em es la diferencia de irradiación en función de la localización.

Se puede observar como  $\Delta$ Hm y  $\Delta$ Em no toman el mismo valor, debido principalmente a la temperatura. Así en Ayamonte hay más irradiación solar pero la producción de electricidad se ve perjudicada en un 3% por tener temperaturas mayores. Por otro lado existe una diferencia de hasta el 6% entre estas dos características en función del seguimiento. Por lo tanto se puede confirmar que la localización de la planta es decisiva a la hora de obtener mejores beneficios económicos.

El seguimiento a dos ejes produce un 37% y un 27% más que las estructuras fijas en Ayamonte y Castro-Urdiales, respectivamente. Produce un 3% y un 2% más que el seguimiento a un eje vertical. Por último produce un 2,5% y un 2% más que el seguimiento a un eje inclinado o polar. Por lo tanto, es obvio que el seguimiento aumenta los ingresos. En el capítulo 4.5 se estudia que método aporta mayor beneficio económico a la instalación fotovoltaica.

Otros datos de irradiación que se necesitarán para diversos cálculos en el PFC son los del valor más alto que se puede alcanzar durante todo el año, este valor se da en Agosto. La siguiente tabla muestra los valores de irradiación sobre una superficie orientada e inclinada óptimamente en la localidad de Ayamonte.



## Photovoltaic Geographical Information System

European Commission  
Joint Research Centre  
Ispra, Italy

### Average Daily Solar Irradiance

#### PVGIS Estimates of average daily profiles

Location: 37°16'21" North, 7°29'18" West, Elevation: 17 m a.s.l.,

Nearest city: Ayamonte, Spain (10 km away)

Inclination of plane: 32 deg.

Orientation (azimuth) of plane: 0 deg.

#### Radiation estimates

Time	A	Ad	Td
04:37	0	0	18.4
04:52	0	0	18.8
05:07	0	0	19.3
05:22	0	0	19.8
05:37	12	10	20.2
05:52	21	18	20.7
06:07	391	133	21.1
06:22	478	152	21.6
06:37	549	169	22.0
06:52	607	182	22.4
07:07	655	192	22.8
07:22	695	200	23.2
07:37	728	207	23.6
07:52	756	212	24.0
08:07	779	215	24.3
08:22	799	218	24.7
08:37	814	219	25.0
08:52	827	219	25.4
09:07	838	219	25.7
09:22	846	218	26.0
09:37	853	216	26.3
09:52	858	215	26.6
10:07	861	213	26.8
10:22	864	211	27.1
10:37	866	208	27.3
10:52	867	207	27.6
11:07	868	205	27.8
11:22	868	203	28.0
11:37	869	202	28.2
11:52	869	201	28.3
12:07	869	201	28.5
12:22	869	201	28.6
12:37	869	201	28.8
12:52	869	202	28.9
13:07	868	203	29.0
13:22	868	205	29.1
13:37	867	207	29.1
13:52	866	208	29.2
14:07	864	211	29.2
14:22	861	213	29.2
14:37	858	215	29.2
14:52	853	216	29.2
15:07	846	218	29.2
15:22	838	219	29.1
15:37	827	219	29.1

15:52	814	219	29.0
16:07	799	218	28.9
16:22	779	215	28.7
16:37	756	212	28.6
16:52	728	207	28.4
17:07	695	200	28.3
17:22	655	192	28.0
17:37	607	182	27.8
17:52	549	169	27.6
18:07	478	152	27.3
18:22	391	133	27.0
18:37	263	83	-

**Figura V.5. Valores de irradiancia solar en Agosto en Ayamonte.**

Donde:

A es la irradiancia global solar sobre una superficie con seguimiento a dos ejes medida en  $\text{W/m}^2$ .

Ad es la irradiancia difusa solar sobre una superficie con seguimiento a dos ejes, medida en  $\text{W/m}^2$ .

Td es la temperatura media, medida en  $^{\circ}\text{C}$ .